



Etude de coactivité entre éolien en mer et pêche professionnelle

Rapport d'étude



Février 2025



Une étude financée par la Région Bretagne et réalisée par le groupement Meresco - INNOSEA - DTU portant sur l'étude des conditions de coactivité entre éolien en mer et pêche professionnelle.

La Région est propriétaire de l'intégralité de cette étude et bénéficie, à ce titre, des droits afférents.

Par conséquent, toute mention des éléments publiés ci-dessous pourra se faire à la condition de reporter la précédente mention à titre de source.

En revanche, toute reproduction totale ou partielle des éléments publiés ci-dessous est interdite sans autorisation préalable de la Région Bretagne. Une reproduction sans autorisation préalable et expresse de la Région Bretagne sera sanctionnée au titre du code de la propriété intellectuelle.

Table des matières

1. Glossaire	7
2. Introduction	10
3. Méthodologie	11
3.1 Cadrage et lancement	12
3.2 Etude bibliographique	12
3.3 Paramètres à prendre en compte	12
3.4 Approche prospective	13

PARTIE 1 : NOTE BIBLIOGRAPHIQUE 14

1. Inventaire des technologies de l'éolien existantes et leur pertinence au regard de l'étude	14
1.1 Câblage et disposition des éoliennes d'un parc éolien.....	14
1.1.1 Postes électriques en mer	14
1.1.2 Câbles d'exportation	15
1.1.3 Câbles inter-réseaux.....	16
1.1.4 Protection des câbles	17
1.2 Technologies de l'éolien posé	21
1.2.1 Présentation générale	21
1.2.2 Présentation des différentes technologies.....	21
1.2.2.1 Aperçu des différentes technologies	21
1.2.2.2 Les monopieux.....	22
1.2.2.3 Les jackets.....	23
1.2.2.4 Les fondations gravitaires	24
1.2.3 Importance des coûts des projets dans les appels d'offre.....	25
1.2.4 Facteurs de contrainte	26
1.2.4.1 Critères à prendre en compte dans le choix technique	26
1.2.4.2 Critères à prendre en compte dans la disposition des éoliennes	27
1.2.4.3 Critères à prendre en compte dans le choix de fondation.....	31
1.3 Technologies de l'éolien flottant.....	32
1.3.1 Présentation des différentes technologies.....	32
1.3.2 Présentation des différents composants de l'éolien flottant	36
1.3.2.1 Lignes d'ancrage	36
1.3.2.2 Câbles inter-réseaux dynamiques.....	40
1.3.3 Facteurs de choix.....	42

1.3.3.1	Critères de choix techniques.....	42
1.3.3.2	Critères de choix dans la disposition des éoliennes.....	44
1.3.3.3	Critères de choix des fondations flottantes	44
2.	Risques et sécurité maritime en lien avec les activités de pêche.....	46
2.1	Risques principaux répertoriés.....	46
2.2	Dormants versus trainants	46
2.3	Caractéristiques techniques et risque de croche	47
2.3.1	Dormants : Récupération d'un engin perdu avec l'aide d'un grappin	47
2.3.2	Trainants : contact avec le fond des panneaux de fond et du clump	47
2.3.3	Mesures de réduction du risque	49
2.4	Caractéristiques opérationnelles et risques de collision ou allision	50
2.4.1	Empreinte spatiale de l'engin en opération de pêche.....	50
2.4.2	Mesures de réduction du risque	51
3.	Revue réglementaire et retour d'expérience de cohabitation entre la pêche et l'éolien	53
3.1	Contexte global de la pratique de la pêche au sein des parcs.....	53
3.1.1	La Belgique	54
3.1.2	Les Pays-Bas	55
3.1.3	L'Allemagne.....	56
3.1.4	Le Danemark	56
3.1.5	La Norvège.....	57
3.1.6	Le Royaume-Uni	58
3.1.7	Les Etats-Unis	59
3.1.8	Le Japon.....	59
3.2	Etudes de cas de cohabitation	60
3.2.1	Retour d'expérience de pratique de pêche à l'intérieur de parcs posés.....	61
3.2.1.1	Maintien des activités de pêche préexistantes au sein du parc éolien en Baie de Saint-Brieuc.....	61
3.2.1.2	Pratique de pêche passive dans le parc éolien offshore de Borssele – Pays Bas ..	62
3.2.1.3	Evolution des activités de pêche au sein de parcs éoliens irlandais	63
3.2.1.4	Evolution des activités de pêche au sein de parcs éoliens au Royaume-Uni	64
3.2.1.5	Expériences de cohabitation de pêcheries de crabes et de homards (Royaume-Uni)	65
3.2.2	Retour d'expérience de pratique de pêche à l'intérieur de parcs flottants.....	66
3.2.2.1	Cas du parc écossais de Kincardine.....	66
3.2.2.2	Cas du parc de Hywind Tampen (Norvège).....	66
3.2.2.3	Cas du parc pilote de Provence Grand Large	67

3.2.2.4	Cas de la ferme pilote Windfloat Atlantic au Portugal.....	68
3.2.2.5	Cas du parc de Hywind Scotland.....	68
4.	Recherche émergente, solutions hybrides et concepts innovants en cours de développement.	70
4.1	Solutions technologiques innovantes dans l'éolien flottant.....	70
4.1.1	Ancres et ancrages partagés.....	70
4.1.2	Câbles inter-réseaux suspendus.....	71
4.1.3	Impact sur la pêche.....	71
4.2	Projet de développement de techniques de pêche alternatives.....	72
4.2.1	Mesures techniques innovantes pour réduire l'impact des engins sur le fond.....	72
4.2.2	Mesures techniques innovantes pour faciliter la pêche aux engins dormants.....	73

PARTIE 2 : RESULTATS DE L'ETUDE..... 75

1.	Inventaire des paramètres de l'éolien ayant une incidence sur le maintien des activités de pêche	75
2.	Présentation de la matrice et de l'outil de visualisation COPEOLE.....	78
2.1	Estimation de l'emprise spatiale d'un parc et ses éoliennes.....	79
2.2	Estimation de l'emprise spatiale d'un engin de pêche.....	81
2.2.1	Vue de dessus des engins types.....	81
2.2.2	Longueur du couple navire-engin pour les chaluts.....	82
2.2.3	Largeur du couple navire-engin pour les chaluts.....	84
2.2.4	Longueur de l'engin pour les filets et palangres.....	85
2.2.5	Largeur de l'engin pour les filets, palangres et nasses.....	86
2.2.6	Cercle ou losange ? Le cas particulier des sennes et bolinches.....	86
2.3	Choix des scénarios de travail et visualisation des résultats.....	87
2.4	Evaluation des risques de coactivité.....	88
2.4.1	Evaluation des risques de chevauchements d'activité.....	89
2.4.2	Prise en compte du risque de croche de câble inter éolienne.....	90
2.5	Configuration d'un parc à partir d'une puissance globale.....	92
3.	Résultats de l'analyse de risque de coactivité.....	92
3.1	Présentation des scénarios et niveaux de risque identifiés.....	92
3.2	Application au cas d'étude Bretagne Sud (AO5).....	94
4.	Recommandations et préconisations favorisant la coactivité.....	96
4.1	Conditions prérequis en matière de dispositions réglementaires.....	96
4.2	Recommandations générales.....	96
4.2.1	En amont de la phase d'appel d'offre.....	96

4.2.2	Prescriptions du cahier des charges de mise en concurrence des développeurs.....	98
4.2.3	Développement de projets de recherche.....	99
4.2.4	Actions de formation et de communication.....	100
4.3	Recommandations opérationnelles	101
4.4	Adaptations de techniques de pêche possibles	101
4.5	Réévaluation des niveaux de risque de coactivité intégrant des éléments de dérisquage	103
5.	Conclusion.....	104
	Annexe 1 – Personnes contactées (entretiens de cadrage)	106
	Annexe 2 – Manuel d’utilisation de l’outil de visualisation COPEOLE	107
	Bibliographie	108

1. Glossaire

Cette section a pour objectif de définir certains termes techniques apparaissant dans le texte, y compris la nomenclature utilisée pour définir les composants d'éoliennes en mer.

Les composants principaux des éoliennes en mer posées et flottantes sont présentés dans la Figure 1-1, et la Table 1-1 présente le glossaire.

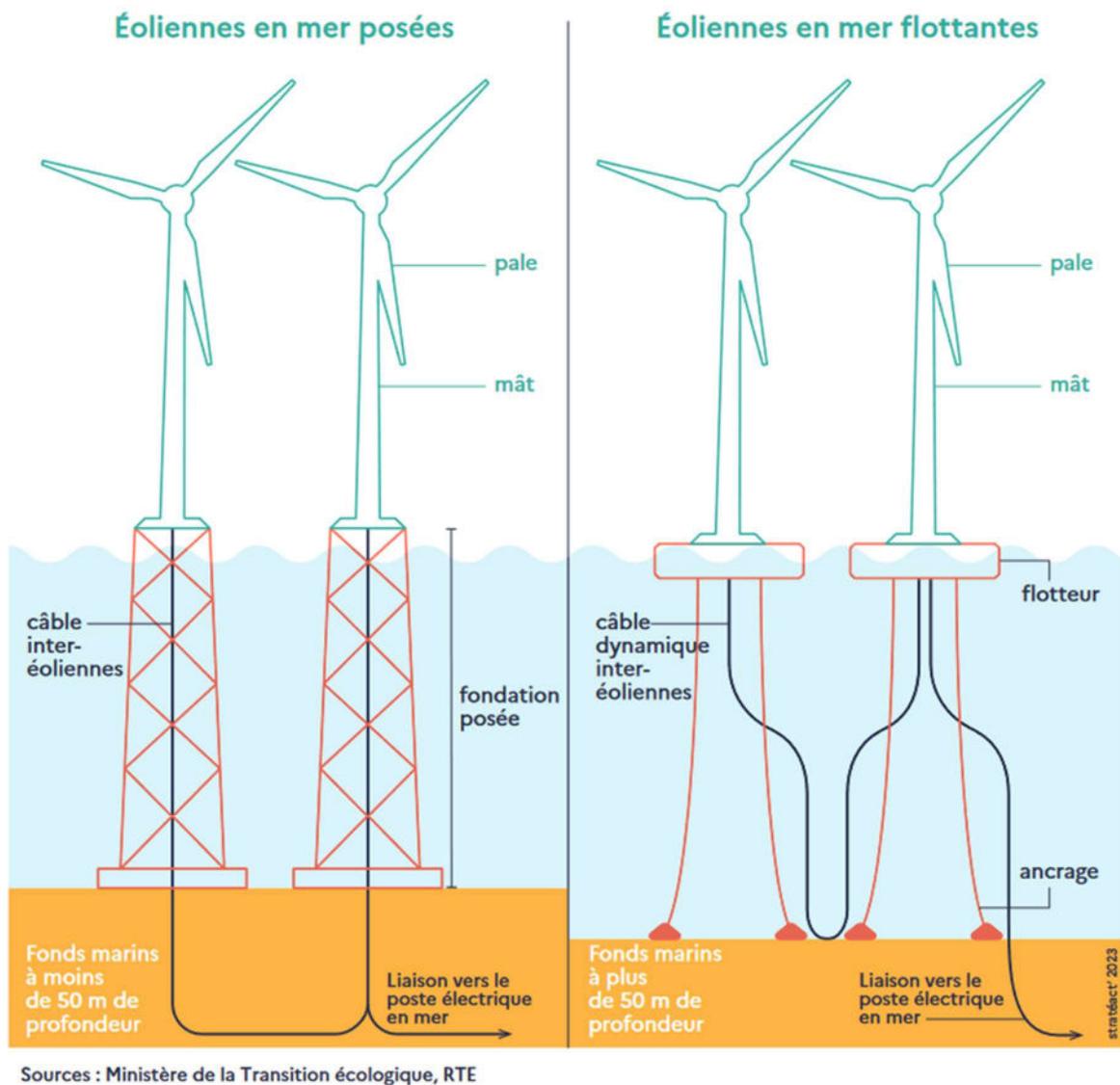


Figure 1-1 : Composants principaux d'une éolienne en mer posée (gauche) et flottante (droite) [Eoliennes en mer en France, 2024]

Table 1-1: Glossaire

Terme	Définition
Ancrage	Système composé par des lignes d'ancrage et des ancres qui maintiennent le flotteur en place.
Bancabilité	Aptitude d'un projet d'être financé par un investisseur. Prend en compte des facteurs tels que la demande du marché, la faisabilité technique, l'évaluation des risques et les projections financières d'un projet.
Câble d'exportation	Câble qui relie le poste électrique en mer et à terre pour transmettre l'électricité du parc éolien à la terre.
Câble inter-éoliennes (ou inter-réseaux)	Les câbles inter-éoliennes (ou câbles inter-réseaux) transfèrent l'énergie électrique des éoliennes vers le poste électrique en mer. Parfois l'abréviation en anglais IAC (pour <i>inter-array cables</i>) est utilisé.
Câble dynamique inter-éoliennes (ou inter-réseaux)	En raison de la nature flottante des plateformes, les câbles inter-réseaux doivent présenter une longueur dynamique entre les sous-structures flottantes et le fond marin.
CBRA	La méthodologie d'évaluation des risques d'enfouissement des câbles (CBRA - de l'abréviation de <i>cable burial risk assessment</i> en anglais), est une étude qui prend en compte les risques associés aux dangers courants pour lesquels l'enfouissement des câbles est une mesure d'atténuation, comme la navigation (notamment l'ancrage des navires), la pêche commerciale et la traversée d'autres câbles. Une étude CBRA produit une probabilité de collision sur le câble en fonction d'une profondeur d'enfouissement sélectionnée. La méthode doit ensuite être utilisée de manière itérative pour trouver la profondeur d'enfouissement optimale qui donne lieu à une probabilité de collision acceptable
Contenu local	L'intégration des entreprises et de la main-d'œuvre locale dans le processus de production et fabrication d'un composant.
Diamètre du rotor	Le rotor est la partie rotative de l'éolienne, composé des pales. Le diamètre du rotor est le cercle décrit par les pales, environ 2 fois la longueur d'une pale.
Fondation posée	La fondation posée fixe l'ensemble de la structure (mât, pales) au fond marin [Eoliennes en mer en France, 2024].
Flotteur	Structure flottante qui supporte l'éolienne (le mât, les pales et des autres composants). Des lignes d'ancrage maintiennent le flotteur en place.
LCOE	Coût actualisé de l'énergie : abréviation venant du terme anglais (« <i>Levelized Cost Of Energy</i> »). Mesure du coût d'une source d'énergie qui permet de comparer différentes méthodes de production d'énergie sur une base cohérente. Estimation économique du coût d'un projet que l'on définit par : la somme actualisée des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation et de maintenance du projet, divisée par la somme actualisée des quantités annuelles d'énergie que ce projet produira sur toute sa durée de vie. Le terme <i>actualisé</i> fait référence au fait que le calcul capture l'évolution de la valeur de l'argent pendant la durée de vie du projet [Wikipedia, 2024]. Le LCOE peut également être compris comme le prix moyen de l'électricité nécessaire pour couvrir le coût de la durée de vie d'un projet [Edwards et al., 2023].

Terme	Définition
Mât	Composant de l'éolienne qui supporte les pales. Il abrite également des éléments électriques importants [Eoliennes en mer en France, 2024].
Moment de redressement (rappel)	Lorsqu'un flotteur est déséquilibré (par exemple par la force du vent qui souffle dans les parties non immergées du flotteur), le moment de redressement (ou rappel) est la charge qui s'oppose à la perturbation et qui veut ramener le corps à l'équilibre initial. Ce moment provient de la géométrie du flotteur et de sa répartition de masse. Pour les plateformes de jambes tendus (TLP), l'effet vient des lignes d'ancrage tendues.
Moonpool	Ouverture dans la coque d'un flotteur : à l'intérieur de cette ouverture, l'eau est plus protégée des vagues et du vent. Il est généralement utilisé sur les plateformes pétrolières et sur certains navires pour permettre l'accès des équipements ou de personnel à l'eau dans un environnement plus protégé. Dans l'éolien flottant, le but du <i>moonpool</i> est surtout d'amortir les mouvements du flotteur.
Pale	Les composants de l'éolienne qui capturent le vent pour faire tourner le rotor et générer de l'électricité.
Poste électrique en mer	Le poste électrique en mer relie le système de câbles inter-réseau aux câbles d'export. Les équipements électriques nécessaires à la réception et la transformation de l'énergie électrique sont regroupés dans une structure supérieure loin du niveau de l'eau. Cette structure est supportée par une fondation qui peut être posée ou flottante
Rayon d'empreinte d'ancrage	Distance entre la turbine et l'ancre d'une turbine éolienne flottante.
Redondance	Installation en double de matériels et d'équipements permettant (non pas en temps normal, mais lors d'une panne ou d'un accident) le maintien des opérations.
Tirant d'eau	Hauteur de la partie immergée d'un flotteur : distance entre la quille d'un flotteur et la surface de l'eau.
TLP	Plateforme de jambes tendus. L'abréviation vient du terme anglais « <i>Tensioned Leg Platform</i> »
TRL	Le niveau de maturité technologique (TRL, ou <i>Technology Readiness Level</i> en anglais) est un système de mesure permettant d'évaluer le niveau de maturité d'une technologie.

2. Introduction

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), outil de pilotage de la politique énergétique, a pour objectif de décarboner l'énergie afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Ainsi, la France s'est engagée à soutenir le développement de la filière éolienne offshore et vise une capacité installée d'éolien en mer de 2,4 GW en 2023 et environ 5 GW en 2028. Cette capacité prévoit une part d'éolien flottant, qui sera appelée à augmenter à partir de 2028. L'objectif est d'atteindre une part de 40% d'électricité renouvelable produite en 2030, et plus largement de porter la part des énergies renouvelables à 33% de la consommation finale d'énergie. Au niveau national, sept projets d'éolien offshore prévus par la PPE sont en cours de développement, et les appels d'offres sur le flottant se multiplient.

Grâce à son vaste littoral, le plus long de France, la Bretagne se positionne comme un leader potentiel dans le développement de l'éolien en mer. Un premier parc de 62 éoliennes posées pouvant produire 500 MG est en fonctionnement. Deux parcs français d'éoliennes flottantes sont quant à eux prévus entre les îles de Groix et Belle-Île-en-Mer à l'horizon 2031. Quatre nouvelles zones sont également à l'étude pour un développement à horizon 2035-2050

Or, l'exploitation éventuelle de ces zones nécessite d'étudier la cohabitation entre cette nouvelle activité et les enjeux et activités existants. La pêche notamment est très présente sur cette façade maritime. Avec 1 200 navires de pêche et 4 300 marins pêcheurs, la Bretagne est la première région halieutique française. Cette activité revêt un poids économique important pour le territoire. Déjà soumis à de multiples contraintes réglementaires et économiques qui contribuent à remettre en cause leur activité, les professionnels de la pêche sont très inquiets quant au développement de l'éolien en mer qui pourrait conduire à réduire leur zone d'activité.

En effet, la pratique des activités de pêche professionnelle au sein des parc éoliens dépend à ce jour largement des contraintes légales et économiques de développement des projets. Si plusieurs pays revoient actuellement leur plan spatial maritime en considérant plus spécifiquement les interactions entre la pêche et l'éolien offshore, par exemple la Suède, l'accès est généralement encore limité dans les pays pionniers de l'éolien comme le Danemark et l'Allemagne. De plus en plus de projets se font dans le cadre de processus d'appel d'offres compétitifs, ce qui constitue un frein pour proposer des configurations permettant de maintenir les activités de pêche. Néanmoins, de plus en plus de projets doivent aujourd'hui intégrer ces contraintes techniques pour permettre une coactivité avec d'autres usages.

Face à ce constat et dans le but de prioriser et d'orienter la réalisation des futurs projets qui se dessineront sur les zones retenues à l'issue du débat public, la Région Bretagne souhaite accompagner le développement de l'éolien en mer d'une réflexion qui puisse permettre de maintenir autant que possible une activité de pêche au sein de ces futurs parcs.

L'étude vise à évaluer les conditions et paramètres pour lesquels pourraient être maintenues les activités de pêche professionnelle au sein d'un parc éolien en mer tout en garantissant la sécurité maritime.

3. Méthodologie

Le périmètre de l'étude porte sur :

- L'éolien en mer posé et l'éolien en mer flottant,
- La phase d'exploitation des parcs,
- La pêche professionnelle en Bretagne, tout type d'engins.

L'objectif a été de développer une réflexion partagée et constructive (Figure 3-1) entre :

- un travail de benchmark des pratiques de pêche pouvant être menées dans d'autres pays, des technologies de l'éolien en mer existantes ou en cours d'innovation, restitué à travers une note bibliographique ;
- le point de vue opérationnel des acteurs de la filière pêche pour croiser leurs propositions avec des opportunités de mise en œuvre par la réalisation de différents ateliers de travail avec les professionnels de la pêche.

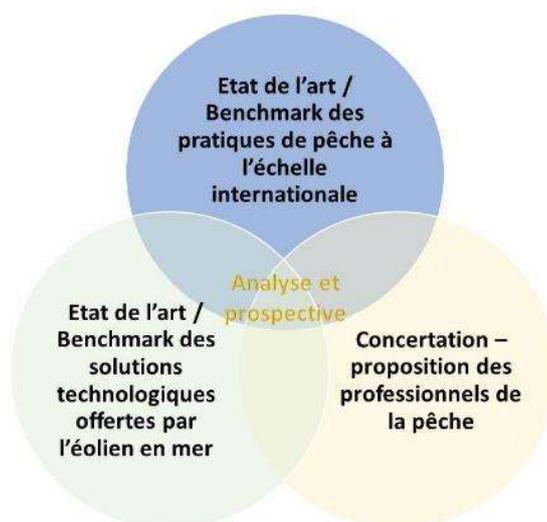


Figure 3-1 : Approche globale de l'étude

Le travail d'étude a été mené en quatre phases telles que décrites dans la figure ci-dessous :



3.1 Cadrage et lancement

Afin de mieux cerner les attentes et besoins des partenaires, des entretiens de cadrage ont été menés au lancement de l'étude. Ceux-ci ont permis également de bénéficier d'une vue d'ensemble, actualisée, du contexte de l'éolien en mer en Bretagne et des préoccupations des professionnels de la pêche face à l'enjeu de planification. La liste des personnes contactées est jointe en annexe 1.

3.2 Etude bibliographique

La phase bibliographique de l'étude a été menée selon deux axes de recherche :

1. Un état de l'art sur les expériences d'adéquation des activités de pêche aux projets d'implantation d'éoliennes et leurs modalités de mise en œuvre en Europe et dans le monde ;
2. Un inventaire des différentes technologies d'éolien en mer existantes et des innovations en cours visant notamment à améliorer la co-activité avec la pêche.

La recherche a été effectuée à l'échelle européenne et plus largement à l'échelle mondiale au niveau de pays ayant un retour d'expérience significatif.

La note bibliographique est restituée dans le présent rapport et comprend les éléments suivants :

- L'inventaire des technologies existantes et leur pertinence au regard de l'étude (retour d'expérience quant à des opportunités de cohabitation avec la pêche ou innovation en lien avec cette problématique) ;
- Les principaux points débattus au travers des sources étudiées notamment les modalités de maintien et conditions de mise en œuvre de la pêche professionnelle dans les parcs éoliens ;
- Les questions de recherche émergentes et les solutions hybrides et concepts innovants en cours de développement ;
- Les références des principales études et projets réalisées.

3.3 Paramètres à prendre en compte

Sur la base de l'analyse bibliographique et de l'expérience et connaissance de nos experts, cette phase a permis d'inventorier l'ensemble des paramètres ayant une incidence, favorable ou non, sur le maintien des différentes activités de pêche pratiquées en Bretagne au regard de la sécurité maritime.

Cet inventaire a consisté à :

- Lister et sélectionner les paramètres technologiques et de configuration de parc à prendre en compte ;
- Identifier les couples engins de pêche et espèces cibles concernés par la problématique de coactivité en Bretagne et évaluer leur emprise spatiale en action de pêche ;
- Par un croisement de données et une mise en évidence de chevauchement d'activité, évaluer les risques pour la sécurité maritime

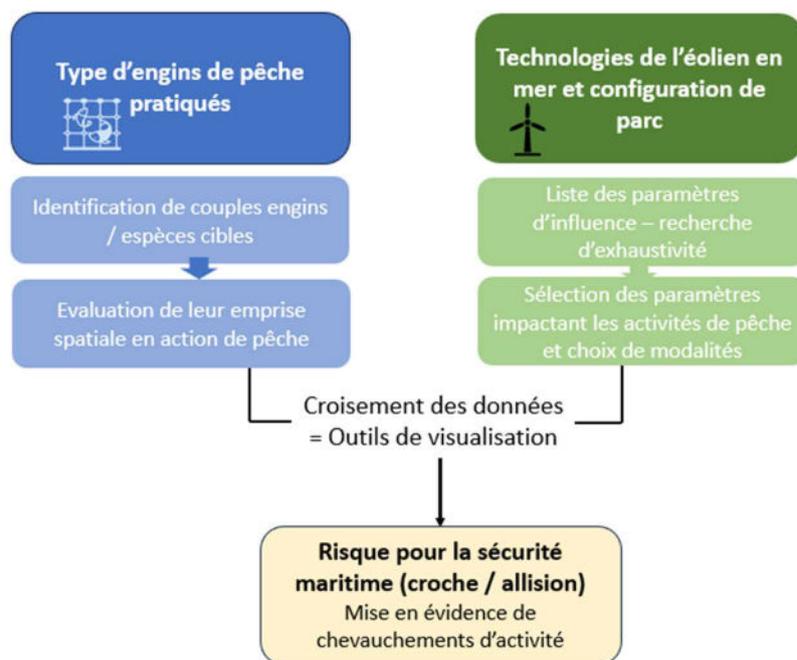


Figure 3-2 : principe de travail de la phase 3

Ces éléments ont été appréciés à travers la réalisation d'une matrice Excel et le développement d'un outil de visualisation présentés dans la suite de l'étude.

3.4 Approche prospective

Cette quatrième phase a permis de formuler des propositions d'adaptation des technologies éoliennes, de l'implantation ou des pratiques de pêche (techniques, principales espèces ciblées, sélectivité, avantages, inconvénients potentiels, adaptations et synergies possibles, marchés potentiels), ainsi que des recommandations plus globales pour permettre le développement d'une co-activité.

Cette réflexion a été menée à partir :

- Des résultats de l'analyse bibliographique et du retour d'expérience ;
- De la connaissance et de l'expertise des consultants impliqués dans l'étude ou à travers leur réseau ;
- De l'organisation de trois ateliers de travail avec des professionnels de la pêche.

PARTIE 1 : NOTE BIBLIOGRAPHIQUE

1. Inventaire des technologies de l'éolien existantes et leur pertinence au regard de l'étude

Cette section a pour but de présenter les différentes technologies d'éoliennes offshore existantes qui sont pertinentes pour cette étude : éolien posé et éolien flottant. L'accent est mis sur la présentation des différentes technologies, les facteurs de choix et les enjeux pour la pêche.

Avant de présenter les spécificités des technologies posées et flottantes, la connexion des câbles est présentée ci-dessous (raccordement) puisqu'ayant un aspect très impactant pour la pêche et qui est commun aux deux technologies (posé et flottant).

1.1 Câblage et disposition des éoliennes d'un parc éolien

Pour les turbines situées en mer, la production d'énergie est d'abord transmise à un ou plusieurs points de collecte (postes électriques) en mer à l'aide de câbles de basse tension (33 ou 66 kV), appelés **câbles inter-réseaux**. L'énergie est ensuite acheminée depuis des **postes électriques en mer** vers la côte au moyen de câbles à plus haute tension, appelés **câbles d'exportation**. La connexion de câbles entre les turbines en mer (ou l'acheminement des câbles) est composée de câbles inter-réseaux et de câbles d'export [Fischetti et Pisinger, 2018] comme illustré ci-dessous en Figure 1-1.

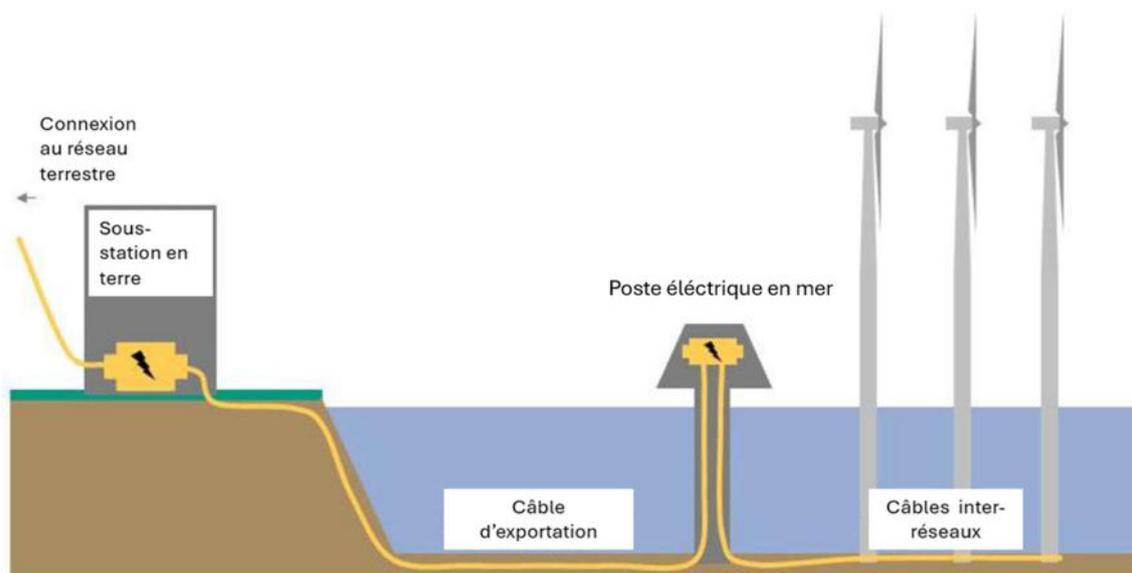


Figure 1-1 : Composants de transmission d'un parc éolien en mer typique [adapté de Catapult, 2015]

1.1.1 Postes électriques en mer

Le poste électrique en mer relie le système de câbles inter-réseau aux câbles d'export [BVG Associates, 2023]. Les équipements électriques nécessaires à la réception et la transformation de l'énergie électrique sont regroupés dans une structure surélevée loin du niveau de l'eau (*topside* en anglais). Cette structure est supportée par une fondation qui peut être posée ou flottante, tout comme les fondations qui soutiennent les éoliennes, mais avec des dimensions plus importantes. Toutefois, les postes électriques flottants ne sont pas envisagés dans un avenir proche, car les câbles d'exportation

dynamiques (nécessaires pour prendre en compte les mouvements du poste électrique flottant) sont encore à l'état de prototype.



Figure 1-2: Poste électrique en mer posée [The Energy Law Blog, 2023]

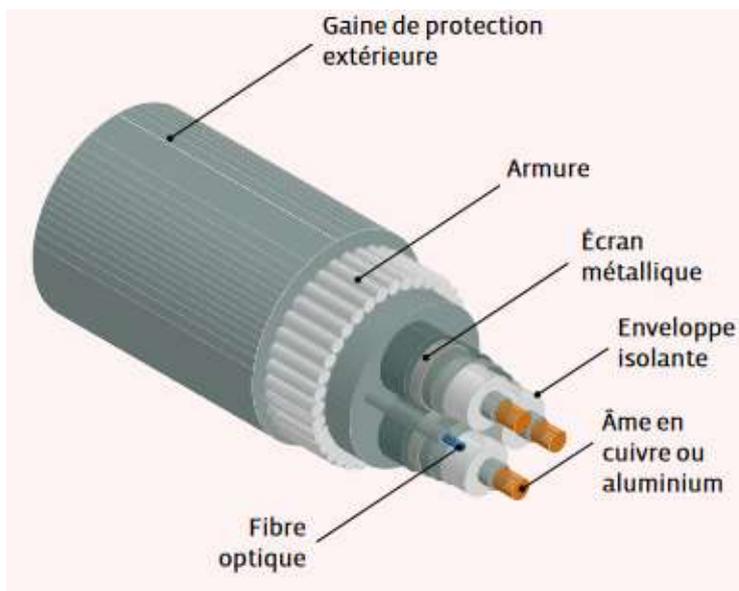
Dans certains cas, pour les parcs éoliens plus petits, un poste électrique en mer n'est pas nécessaire et les câbles inter-réseaux se connectent directement à la sous-station à terre [Offshore Wind Scotland, 2023].

1.1.2 Câbles d'exportation

Le câble d'exportation relie les postes électriques en mer et à terre pour transmettre l'électricité du parc éolien à la terre [BVG Associates, 2023]. Il assure également les communications par fibre optique pour la transmission des informations de contrôle et de commande du parc éolien et des équipements du poste électrique en mer [RTE, 2023].

Les câbles d'exportation sont typiquement plus épais que les câbles inter-réseaux en raison de la nécessité d'exporter la totalité de l'énergie produite par le parc éolien (ou une partie si plusieurs câbles d'export sont utilisés).

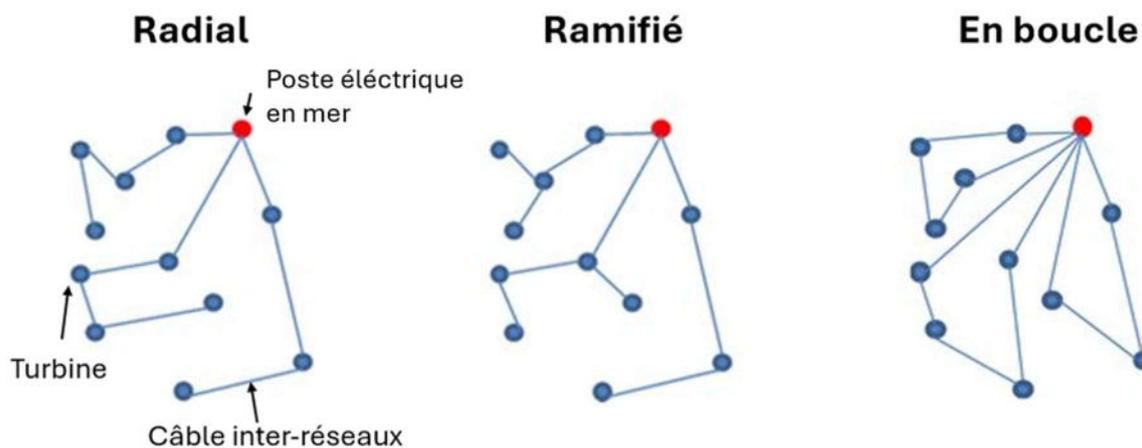
Une section typique d'un câble d'exportation est présentée dans la Figure 1-3.



1.1.3 Câbles inter-réseaux

Les câbles inter-réseaux transfèrent l'énergie électrique des éoliennes vers le poste électrique en mer [BVG Associates, 2023].

D'une façon générale, trois configurations sont utilisées pour connecter les turbines entre elles et au poste électrique en mer : radial, ramifié et en boucle (exemplifiées dans la figure suivante). La configuration la plus courante à ce jour dans les parcs éoliens en mer est la connexion radiale.



Leurs différences principales sont décrites par le tableau ci-dessous.

Table 1-1: Caractéristiques des configurations de connexion entre les éoliennes et le poste électrique en mer

Type de connexion	Radial	Ramifié	En boucle
Nombre de câbles par turbine	Maximum 2 : une entrée et une sortie	Plus de 2 (normalement 3 max.)	Maximum 2 : une entrée et une sortie

Niveau de longueur de câble	Court	Moyen	Long
Niveau de taille de câbles (diamètre)	Petit	Petit	Grand
Niveau de redondance (*) électrique en cas de défaillance	Faible	Moyen	Grand
Nécessité d'adapter la turbine au type de connexion	Non	Oui, il faut ajouter des composants supplémentaires (appareillages de connexion) dans la turbine pour accepter plus de 2 câbles	Non

Notes : (*) Voir Glossaire

La disposition des câbles inter-réseaux est généralement optimisée dans le but de réduire le coût actualisé de l'énergie (i.e. prix minimum moyen auquel l'électricité doit être vendue pour atteindre le seuil de rentabilité pendant la durée de vie du projet, voir LCOE Glossaire). Certaines configurations, comme le radial, auront un impact positif sur les dépenses d'investissement (CAPEX) grâce à des longueurs ou des tailles de câbles réduites, mais leur redondance limitée aura un impact négatif sur l'indisponibilité des turbines et donc sur les dépenses d'exploitation (OPEX).

La pente du fond marin et d'autres contraintes telles que la présence d'autres câbles et d'engins explosifs, ou le patrimoine sous-marin sont également prises en compte pour définir la disposition des câbles inter-réseaux. Les croisements de câbles doivent être évités afin de réduire le risque d'endommagement des câbles [Fischetti et Pisinger, 2018].

Un exemple de disposition ramifiée des câbles inter-réseaux d'un parc éolien posé avec plus de 100 éoliennes est montré dans la Figure 1-5 ci-dessous.

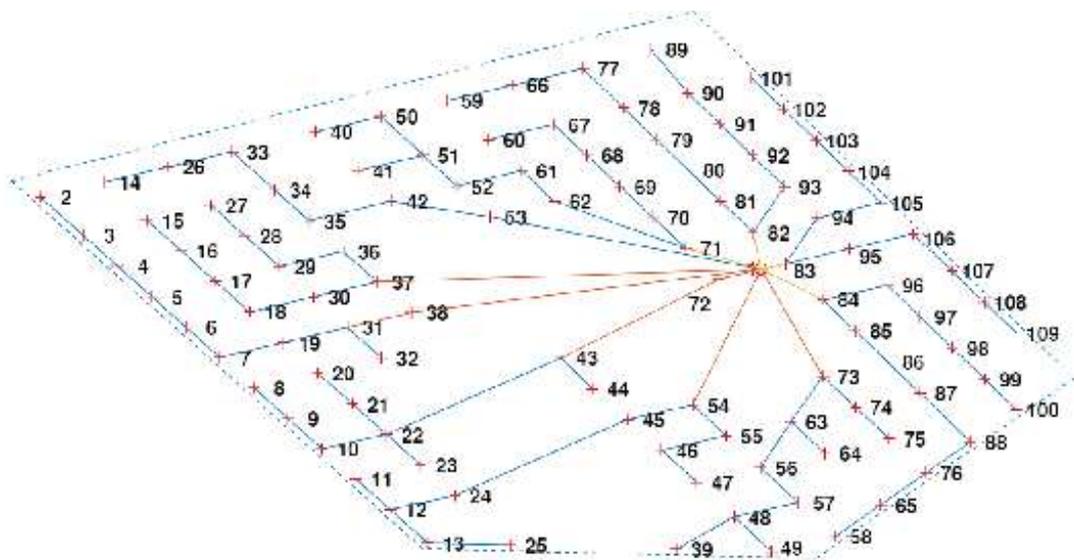


Figure 1-5 : Exemple de disposition des câbles inter-réseaux d'un parc éolien posé [Pérez-Rua et al., 2021]

1.1.4 Protection des câbles

La protection des câbles électriques est nécessaire, car les dommages aux câbles peuvent entraîner une perte de revenus potentiellement importante et une augmentation des primes d'assurance du

projet éolien. Si un câble sous-marin est endommagé, il peut être totalement “perdu” pendant une longue période, car les câbles électriques sont difficiles et coûteux à réparer. En outre, il est essentiel de permettre aux autres utilisateurs du fond marin d’y accéder librement avec un risque limité d’accrochage ou de fouling, dans la mesure du possible [Carbon Trust, 2015].

La protection des câbles est assurée par leur **enfouissement** (enterrement) dans le fond marin, dans la mesure du possible, grâce à une large gamme d'outils d'enfouissement de câbles sous-marins permettant de faire face aux différents types de sol existants (Figure 1-6).

La profondeur d'enfouissement d'un câble dans le fond marin a fait l'objet d'études de la part de diverses industries, telles que l'énergie éolienne offshore et les communications par fibre optique [Carbon Trust, 2015]. La profondeur d'enfouissement d'un câble est un compromis :

- Si le câble est enfoui à une profondeur trop faible, il risque davantage de ne pas être protégé contre les dangers en mer, tels que les objets tombants, l'ancrage des navires ou les engins de pêche.
- Si l'enfouissement est trop profond, il faut consacrer plus de temps et d'efforts (et par conséquent, plus coûteux) à la manipulation du câble et à l'utilisation d'outils de tranchée, qui sont des opérations risquées pouvant entraîner de nombreuses défaillances. C'est aussi plus difficile pour la maintenance et la réparation.

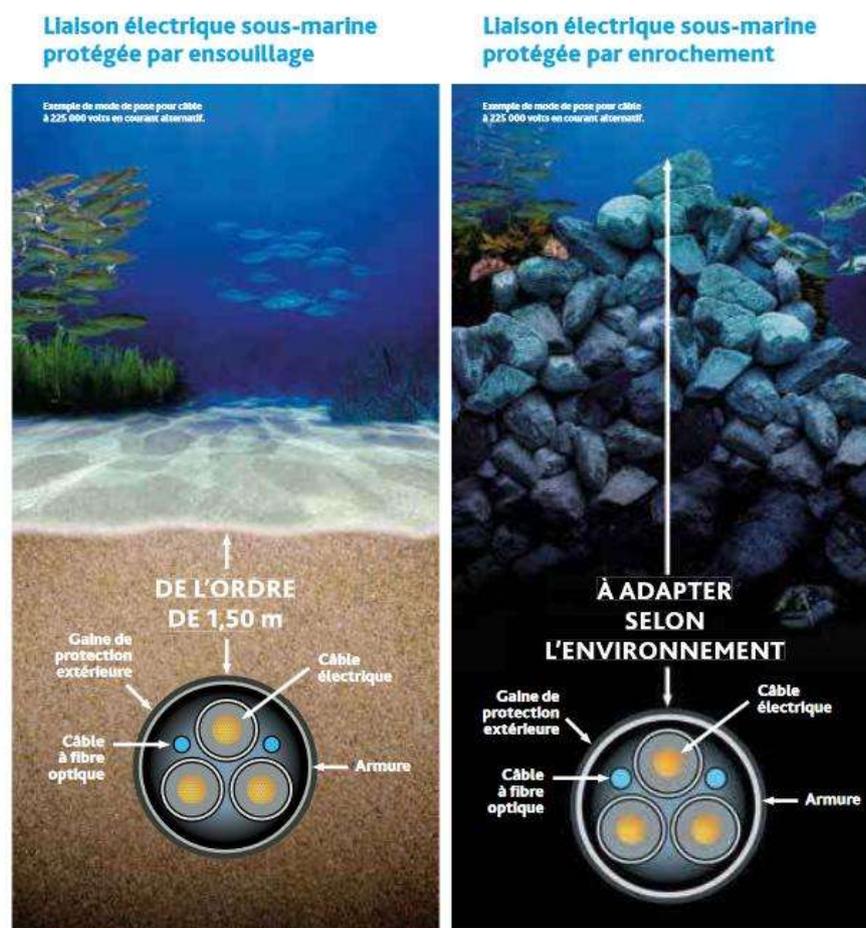


Figure 1-6 : Recommandations de RTE pour les profondeurs d'ensouillage de câble sous-marin : à savoir que la figure donne des ordres de grandeur ; cette profondeur change à chaque projet [RTE, 2023]

Une étude en conditions contrôlées propose une relation linéaire entre la taille de l’ancrage et la profondeur de pénétration (Moore et al., 2017) (Figure 1-7 - Relation linéaire entre la taille de l’ancrage et la profondeur de pénétration, adapté de [Moore et al., 2017].). Ces préconisations ne sont néanmoins pas applicables aux engins de pêche (seulement les ancres de navire), et il reste nécessaire de réaliser une étude de risque spécifique aux conditions de chaque site.

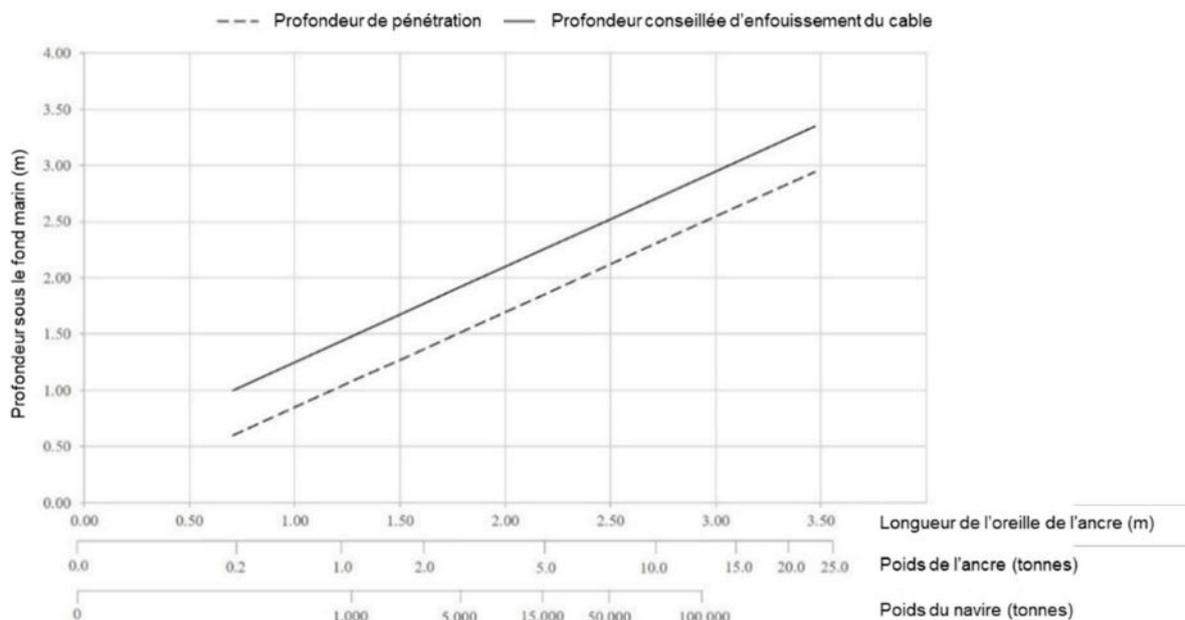


Figure 1-7 - Relation linéaire entre la taille de l’ancrage et la profondeur de pénétration, adapté de [Moore et al., 2017].

La méthodologie d’évaluation des risques d’enfouissement des câbles, connue dans l’industrie par CBRA (de l’abréviation de *cable burial risk assessment* en anglais), prend en compte les risques associés aux dangers courants pour lesquels l’enfouissement des câbles est une mesure d’atténuation, comme la navigation (notamment l’ancrage des navires), la pêche commerciale et la traversée d’autres câbles. Les risques liés à la pêche comprennent l'accrochage des câbles avec les engins de pêche et les dommages lors de la récupération des engins, ainsi que l'interaction des engins avec le fond marin qui réduit la couverture sédimentaire au-dessus du câble.

Lorsque l'enfouissement n'est pas possible, en raison de l'inadéquation du matériau du fond marin (par exemple, roche mère, argile très lourde ou blocs rocheux) ou lorsqu'un autre câble ou pipeline est déjà en place, des protections alternatives sont utilisées comme les **tapis de protection**, les **manchons de protection** ou des **coques de protection en fonte**.

Lorsque de longues sections de fonds marins inadaptés sont rencontrées, la mise en place de **roches** au-dessus du câble est souvent la forme de protection la plus efficace en termes de temps et la plus robuste (Figure 1-6). Cependant, la mise en place de roches est une activité coûteuse et souvent soumise à des restrictions environnementales [The Crown Estate, 2012].

Ces différentes formes de protection sont illustrées dans la Figure 1-8.

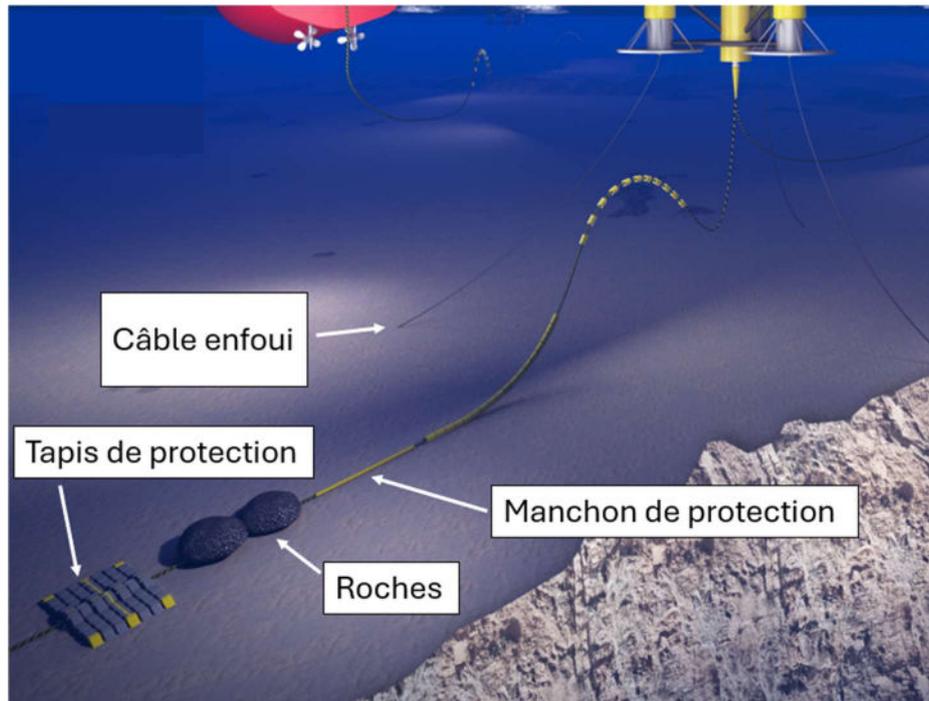


Figure 1-8- Formes de protection d'un câble sous-marin [adapté de Tekmar, 2024]

En pratique, la profondeur d'enfouissement prend en compte la plus grande profondeur minimale recommandée associée aux risques anthropiques (pêche, navigation) multipliée par un facteur de sécurité, et ajoute une marge de mobilité des sédiments qui dépend des conditions du site. Il n'existe aucune directive sur le choix des facteurs de sécurité : cela dépend de l'appétence au risque du développeur. Si ce calcul conduit à une valeur faible, une profondeur d'enfouissement minimale de 0,5 m est recommandée, car des valeurs inférieures sont difficiles à atteindre en pratique.

1.2 Technologies de l'éolien posé

1.2.1 Présentation générale

Au fur et à mesure du développement de l'industrie éolienne en mer, différentes technologies ont été proposées pour soutenir la turbine, en fonction des conditions spécifiques du site. Les fondations posées sur le fond marin ont été les premières à être développées, car elles sont moins coûteuses à mettre en place dans les eaux peu profondes. Aujourd'hui, si comparé avec l'éolien flottant, l'éolien posé est une filière plus éprouvée et économiquement plus compétitive [Eoliennes en mer en France, 2024].

1.2.2 Présentation des différentes technologies

1.2.2.1 Aperçu des différentes technologies

Selon le site web des Eoliennes en mer en France (2024), les concepts de fondations fixes les plus populaires dans l'industrie sont :

- Les **monopieux** : Cylindre en acier enfoncé dans les parties dures du sous-sol marin
- Les **jackets** : Structure en treillis métallique qui repose sur trois ou quatre jambes. Les jackets sont aussi définis par les différentes méthodes pour ancrer leurs jambes dans le fond marin, qu'il s'agisse de **pieux** ou d'**ancres à succion**.
- Les **fondations gravitaires en béton** : Structures circulaires composées d'une large base en béton et ballastées.



Figure 1-9: Types de fondations éoliennes en mer posées sur le fond marin (de gauche à droite : monopieu, jacket avec ancre à succion, jacket à pieux, fondations gravitaires) [Dührkop et al., 2016 ; Sparrevik, 2019]

En Europe, jusqu'en 2018, la majorité des fondations installées était constituée de monopieux [Sanchez et al., 2019]. Dans le monde, fin 2022, les monopieux et les jackets représentaient respectivement 70 % et 17 % du total des installations éoliennes en mer [Global Wind Energy Council, 2024]. L'adoption des fondations gravitaires est observée pour les eaux peu profondes (moins de 15 mètres) et près de la côte, tandis que les jackets ont tendance à être utilisés dans les zones les plus profondes.

La Table 1-3 définit les différences majeures dans le choix de la fondation.

Table 1-2 - Caractéristiques des fondations posées pour l'éolien en mer

Caractéristique	Monopieux	Jackets	Fondation gravitaire
Profondeur d'eau recommandée	0 – 55 m	0 – 70 m	0 - 30 m
Pourcentage de fondations installées dans le monde	70%	17%	<13%
Fondation dans le fond marin	Monopieu	<ul style="list-style-type: none"> - Pieux transversaux ou à jupe - Ancres à succion 	Base lourde en béton et ballastée
Impacts environnementaux associés	<ul style="list-style-type: none"> - Opérations bruyantes pour l'installation - Si le forage est requis, il faut retirer les déchets de forage 	<ul style="list-style-type: none"> - Opérations moins bruyantes pour l'installation que pour le monopieux, mais multiple - Si le forage est requis, il faut retirer les déchets de forage 	<ul style="list-style-type: none"> - Grande surface de fond marin requise

1.2.2.2 Les monopieux

Les structures monopieux sont généralement composées d'un pieu (également appelé monopieu), d'une pièce de transition supportant la turbine et d'éléments secondaires en acier. Les structures monopieux présentent de bonnes performances dans des profondeurs d'eau relativement faibles (20 à 40 m).

Le monopieu est généralement enfoncé dans le fond marin, à moins que des substrats durs ne soient rencontrés, auquel cas un forage est nécessaire. Jusqu'à récemment, un fond marin suffisamment mou pour permettre le battage des pieux, mais suffisamment ferme pour assurer la stabilité, était une autre exigence pour les monopieux. Cette exigence a été remise en question avec l'installation des premiers monopieux forés et scellés au large des côtes françaises sur le parc de Saint Nazaire.



Figure 1-10 : Parc éolien avec fondations monopieux (gauche) et installation d'un monopieu en mer (droite) [Enerpac, 2022]

Des monopieux ont déjà été installés à des profondeurs d'eau de 45 m et il est prévu de les déployer à des profondeurs d'eau allant jusqu'à 55 m. Il est peu probable que les monopieux conviennent à des profondeurs d'eau supérieures à ce seuil, car à cette profondeur, des monopieux de très grande taille sont nécessaires, ce qui entraîne un poids et un donc un coût (fabrication et logistique) élevés. Il n'y a pas de poids technique limite, mais plus la fondation est lourde/longue, plus il va falloir l'enfourer dans le fond marin pour des raisons de stabilité.

1.2.2.3 Les jackets

Les structures jacket sont des structures en acier conçues pour des profondeurs d'eau allant jusqu'à 400m (industrie pétrolière et gazière). Pour les applications en éolien offshore, elles sont généralement utilisées à des profondeurs d'eau maximales de 55 à 60 mètres et sont considérées comme une bonne option jusqu'à 70 mètres. Au-delà de cette profondeur, plusieurs défis se posent pour le transport et l'installation de la structure, liés au poids maximal soulevé par la grue et à la dimension supportée (hauteur du crochet et largeur de la barge de transport).

Pour l'éolien offshore, les structures jacket sont plus fines que ce qui est généralement requis pour les applications pétrolière et gazière, donc les jackets se présentent à 3 ou 4 jambes.



Figure 1-11: Jackets à 3 jambes [The Northern Times, 2020] et à 4 jambes [University of Strathclyde, 2014]

Ces jambes doivent être fixées au sol. En fonction des conditions du sol, ces fixations peuvent être :

- Pré-pilées ou post-pilées avec des pieux (pieux traversants ou pieux à jupe),
- Fixées par des ancrs à succion.

Si des substrats durs sont rencontrés, des opérations de forage sont nécessaires.



Figure 1-12: Installation d'un jacket à 3 jambes et aux ancrs à succion en mer [SPT Offshore, 2024]

1.2.2.4 Les fondations gravitaires

Les fondations gravitaires sont de grandes structures stabilisées par leur poids immergé en béton et en acier (le béton étant le matériel majoritaire). Ces fondations conviennent aux sols à forte capacité portante (sols rocheux ou sableux) et constituent une alternative dans les endroits où le battage de pieux est difficile [Esteban et al., 2019].

Les fondations gravitaires ont été utilisées dans certains projets récents, comme le parc éolien de Fécamp, ce qui a permis de construire à proximité du site offshore et de maximiser le contenu local. Les fondations gravitaires peuvent être remorquées jusqu'au site et ensuite lestées, ce qui simplifie le processus d'installation.

En ce qui concerne la profondeur d'eau, les fondations gravitaires sont une solution viable pour les fondations des éoliennes en eaux peu profondes (20 à 30m). Elles ne sont généralement pas commercialement viables en eaux profondes ou si une préparation importante du sol est nécessaire. De plus, l'empreinte importante de ce type de fondation sur le fond marin peut entraîner un impact environnemental significatif.



Figure 1-13: Installation des fondations gravitaires sur le parc éolien de Fécamp [Project Cargo Journal, 2022]

1.2.3 Importance des coûts des projets dans les appels d'offre

Les appels d'offre compétitifs - avec une approche totale ou majoritaire sur le prix - sont de plus en plus utilisés pour développer des projets éoliens, ce qui signifie que l'offre dont le prix de l'électricité produite est le plus bas remporte l'appel d'offre. Ainsi, le principal moteur des choix du développeur dans un projet d'éolien offshore devient **le facteur économique**. Ce facteur est encore plus important dans le cas de l'éolien flottant où les coûts sont plus élevés que ceux de l'éolien posé.

Dans ce contexte, les développeurs favorisent la réduction du LCOE (*levelized cost of energy* – **coût actualisé de l'énergie**, voir Glossaire en Table 1-1). La réduction du coût actualisé de l'énergie peut être atteint en termes de diminution des dépenses en capital (e.g. choisir les technologies moins chères pour la construction et l'installation) mais aussi de diminuer les dépenses opérationnelles (e.g. optimiser la maintenance, diminuer les défaillances, éviter les opérations non-planifiées).

L'amélioration du LCOE vient aussi de l'optimisation de la disposition des éoliennes dans un parc pour maximiser la production d'énergie. Il faut noter qu'une action peut avoir un impact positif sur une partie du LCOE mais négatif d'un autre côté : par exemple, la disposition optimisée des éoliennes pour produire le plus d'énergie possible peut induire une longueur de câble inter-réseaux additionnelle qui, à son tour, augmentera le coût de fabrication et d'installation. Le calcul de LCOE est donc sensible aux différents choix et souvent des analyses de sensibilité sont faites. Toutefois, d'une manière générale,

l'inclusion d'éventuelles contraintes (telle que des couloirs de pêche) dans la définition de la disposition des éoliennes d'un parc augmente les dépenses en capital.

Cependant, des critères autres que le prix peuvent être utilisés dans les appels d'offre pour récompenser des aspects comme la protection de la biodiversité et la garantie du bon fonctionnement de systèmes énergétiques. Les récentes lignes directrices de l'Union Européenne (UE) sur les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie [European Commission, 2022] autorisent désormais les gouvernements à inclure jusqu'à 30 % de critères non tarifaires dans leurs critères de sélection pour les appels d'offres, et des pays comme la France, les Pays-Bas, l'Écosse, l'Allemagne et la Belgique commencent à appliquer ces critères autres que le prix dans leurs modèles de notation. Les critères autres que le prix concernent généralement les secteurs de la durabilité et de la biodiversité, de l'intégration des systèmes énergétiques et de l'innovation, du développement de la chaîne d'approvisionnement européenne et des avantages pour les communautés européennes [Nordic Energy Research, 2023]. Pour le cas de la France, les critères de taux de recyclage et recours aux PME ont été utilisés pour l'appel d'offre AO5 (flottant au large de la Bretagne). Il faut noter qu'aucun critère spécifique (associé à un nombre de points) pour prendre en compte spécifiquement le secteur de la pêche n'a été identifié jusqu'à présent.

1.2.4 Facteurs de contrainte

1.2.4.1 Critères à prendre en compte dans le choix technique

Les principaux facteurs de contraintes qui déterminent les différents choix techniques dans un projet éolien posé sont présentés dans le tableau suivant. Les facteurs de contraintes peuvent être économiques (avec le but de diminuer le coût actualisé de l'énergie), ou liés aux conditions du site (profondeur d'eau, nature du fonds), de la chaîne d'approvisionnement (approvisionnement de matériel, les sites de fabrication de fondations, les navires pour transport de composants et les navires auto-élévateurs pour l'installation des éoliennes sur les fondations), et aux enjeux environnementaux (niveau d'impact négatif sur l'environnement), entre autres.

Table 1-3 : Facteurs de contrainte dans les choix techniques de l'éolien posé

Choix technique	Faisabilité technique (min-max)	Facteurs de contrainte
Puissance de l'éolienne	Minimum : estimée 8MW pour des raisons économiques Maximum : - Couramment : 15 MW - Futures générations : 18-25 MW	- Chaîne d'approvisionnement et infrastructure (grues, ports, navires et routes) - Économique (des turbines plus grandes entraînent des coûts actualisés plus faibles)
Diamètre du rotor (*)	- Pour 8MW : environ 165 m - Pour 15 MW : environ 236 m - Pour 25 MW : estimée 310 m	- Liée à la puissance de l'éolienne
Hauteur de pale	- Pour 8MW : 185 m [Principle Power, 2024] - Pour 15MW : 240 m [Vestas, 2024] (**) - Pour 25MW : estimée 320 m (**)	- Liée au diamètre du rotor - Environnementales (conditions de vague)
Durée de vie de l'installation	De 25 à 40 ans	- Technologique (fatigue des composants) - Économique (des projets plus longs produisent plus d'énergie et diminuent le coût actualisé du projet)
Type de fondation 15 MW	Jackets, monopieux ou fondations gravitaires	- Économique - Profondeur d'eau - Nature du fonds - Liée à la chaîne d'approvisionnement (l'approvisionnement en matériaux, les sites de fabrication, navires auto-élévateurs pour l'installation) - Exigences en matière de démantèlement et recyclage - Exigences en matière de contenu local - Environnementale (impact de l'installation des fondations, aire du fond marin utilisé)

Notes :

(*) Voir Glossaire.

(**) estimée en tenant compte d'une distance entre la pointe de la pale et le pont de la fondation de 15 m.

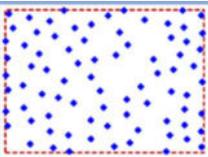
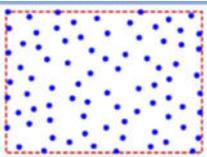
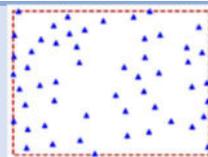
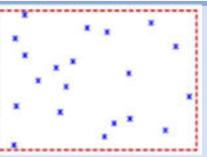
1.2.4.2 Critères à prendre en compte dans la disposition des éoliennes

La planification et la conception d'un parc éolien offshore peuvent être divisées en deux phases : la phase de planification et la phase de conception. Lors de la phase de planification, la tâche principale consiste à sélectionner le site du parc éolien offshore, à préciser la limite de capacité et à désigner une zone donnée qui permet l'installation d'éoliennes. Dans la phase de conception, l'optimisation de la disposition du parc qui comprend le type et le nombre de turbines, leur emplacement, la configuration du système électrique et le type de fondations revêt une importance cruciale pour son exploitation future.

En raison de la répartition inégale de l'énergie selon les différentes directions du vent, les limites du parc éolien, qui déterminent la forme et l'orientation possibles du parc éolien, combinées à la puissance unitaire des éoliennes peuvent avoir une grande influence sur la production d'énergie du parc éolien. Pour un parc éolien occupant une superficie donnée, le nombre de formes et d'orientations potentielles qu'il peut prendre est donc infiniment grand avec des résultats de production différents. Ceci est illustrée à travers deux études scientifiques présentées à la suite.

La première a comparé la production et le coût de quatre parcs composés d'éoliennes de différentes puissances (liées au diamètre du rotor) sur le modèle du parc éolien en mer de Horns Rev au Danemark (puissance nominale totale de 160 MW) [Charhouni *et al.*, 2018]. Composé de 80 éoliennes de 2MW, le parc de Horns Rev est situé dans la mer du Nord à 14 km des côtes et s'étend sur environ 20 km². La Table 2-5 présente les quatre configurations de l'étude.

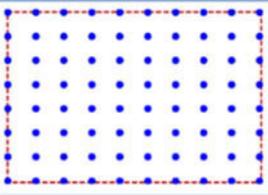
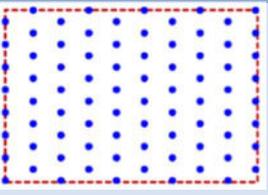
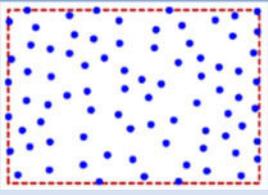
Table 1-5 : Comparaison de la puissance produite pour quatre configurations de parcs différents par type et nombre d'éoliennes [adapté de Charhouni *et al.*, 2018]

	Configuration 1	Configuration 2	Configuration 3	Configuration 4
				
Type d'éoliennes	Vestas	Vestas	Vestas	Leanwind
Diamètre du rotor	66 m	80 m	112 m	164 m
Puissance nominale	2 MW	2 MW	3 MW	8 MW
Nombre d'éoliennes	80	80	53	20
Puissance produite par le parc	47,2 MW	71,7 MW	107,1 MW	94,2 MW

Le placement et le nombre d'éoliennes dépendent fortement de la taille des éoliennes : plus la taille des éoliennes est grande, et moins il y en a (Table 2-5). Par conséquent, cela offre davantage d'espace disponible pour positionner les éoliennes de façon optimale [Charhouni *et al.*, 2018]. Par exemple, on voit clairement que les éoliennes sont très proches dans les deux configurations à 80 éoliennes (Table 2-5). Les deux configurations avec de grandes éoliennes donnent les meilleurs résultats (Table 2-5). Mais malgré l'augmentation de l'effet de sillage avec le diamètre du rotor, ce n'est pas forcément le parc avec les plus grandes éoliennes qui sera le plus performant. Du fait d'un effet de sillage faible en raison du petit nombre d'éoliennes, on observe dans le cas d'étude présenté par Charhouni *et al.* (2018) une meilleure production avec 53 éoliennes de 3 MW que 20 éoliennes de 8 MW.

Dans le but d'analyser l'effet de la disposition des éoliennes, l'étude de Charhouni *et al.* (2018) a également comparé trois configurations de parc : régulière (lignes et colonnes), irrégulière (pseudo-lignes et pseudo-colonnes) et optimisée (ni ligne ni colonne). La Table 2-6 présente les trois configurations à l'étude.

Table 1-6 : Comparaison de la puissance produite pour trois configurations de parc différant par la disposition des éoliennes [adapté de Charhouni et al., 2018]

	Régulière	Irrégulière	Optimisée
			
Choix de la configuration	Référence (Horns Rev)	Minimisation de l'effet de sillage	Design non limité à une disposition en lignes et colonnes
Nombre d'éoliennes	80	80	80
Type d'éoliennes	Eoliennes Vestas	Eoliennes Vestas	Eoliennes Vestas
Diamètre de rotor	80 m	80 m	80 m
Puissance nominale	2 MW	2 MW	2 MW
Disposition des éoliennes	8 lignes x 10 colonnes	8 pseudo-lignes x 10 pseudo-colonnes	Désordonnées
Distance entre deux lignes	7 fois le diamètre du rotor	3.5 fois le diamètre du rotor	Max. 5 fois le diamètre du rotor
Distance entre deux colonnes	7 fois le diamètre du rotor	7 fois le diamètre du rotor	Max. 5 fois le diamètre du rotor
Direction	Direction dominante du vent (0°)	-	-
Puissance produite par le parc	37,4 MW	59,1 MW	72,0 MW

La configuration régulière présente une dégradation de puissance significative par rapport aux autres configurations (Table 2-6). La configuration optimisée a amélioré la production d'énergie d'environ 97 % par rapport à la disposition de référence et de 22 % par rapport à la disposition irrégulière [Charhouni *et al.*, 2018]. En effet, dans un tel placement, chaque colonne d'éoliennes en aval est influencée par l'effet de sillage multiple généré par les éoliennes en amont et ne peut être évitée tant que la direction du vent est égale à 0° [Charhouni *et al.*, 2018].

Une autre étude menée par Ju Feng et Wen Zhong Shen en 2020 a évalué l'importance d'une co-optimisation de la forme, de l'orientation et de la disposition d'un parc éolien afin de maximiser la production des parcs en tenant compte de plusieurs contraintes (la forme, les distances mutuelles entre les turbines et la longueur totale des câbles internes). L'étude se limite uniquement à une forme en parallélogramme inspirée par la forme du parc éolien Horns Rev au Danemark.

En tenant compte d'une même superficie de parc et au-delà d'une configuration en grille pour laquelle les gains sont assez limités (Figure 1-14), l'étude conclut que les parcs éoliens obtenus en optimisant simultanément la forme, l'orientation et la configuration permettent des gains de 2% sur la production énergétique annuelle.

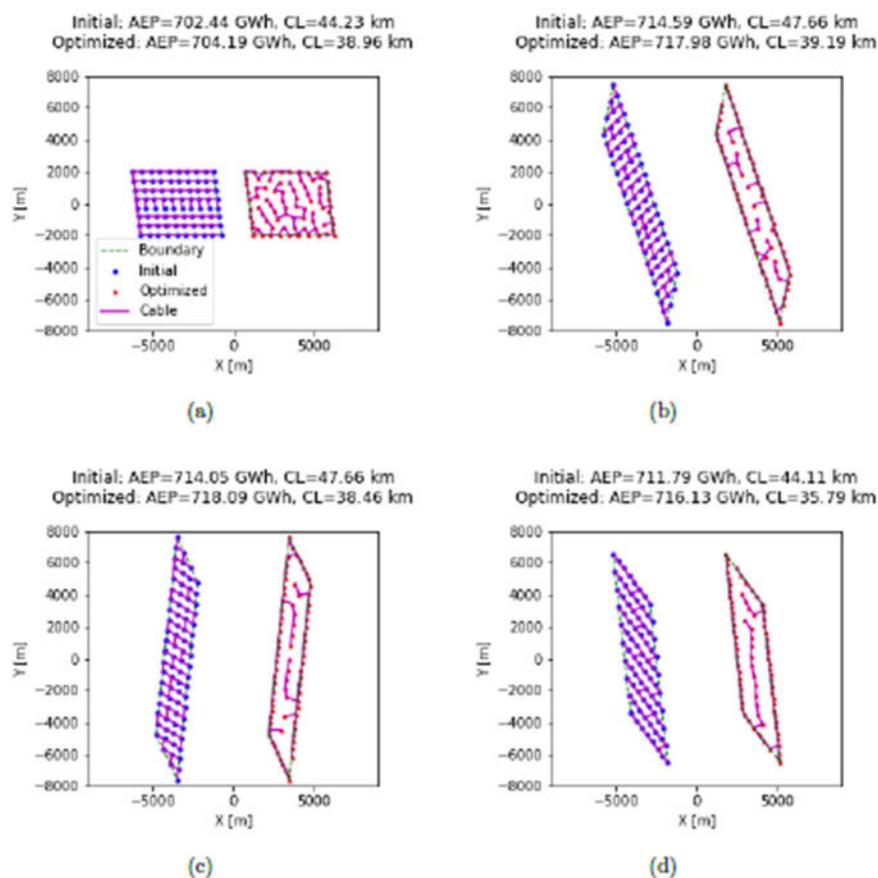


Figure 6: Grid-like initial layout and optimized layout for (a) original shape and orientation (S&O), (b) S&O 1, (c) S&O 2 and (d) S&O 3.

Figure 1-14 : Présentation des configurations initiales et optimisées et évaluation de la production en AEP [Ju Feng et Wen Zhong Shen, 2020]

Des études ultérieures sont prévues pour examiner des formes de limites des parcs éoliens autres que les parallélogrammes et en tenant compte d'autres facteurs comme les profondeurs d'eau.

En résumé, les facteurs de contrainte dans la définition de la disposition des éoliennes d'un parc éolien posé sont résumés dans la Table 1-4.

Table 1-4 : Facteurs de contrainte dans la définition du « layout » (disposition) du parc éolien posé

Variables	Faisabilité (min – max)	Facteurs de contrainte
Espace inter-éolienne	6 à 8 fois le diamètre du rotor (*)	<ul style="list-style-type: none"> - Direction du vent - Interactions aérodynamiques entre turbines - Disposition de la ferme - Nature du fonds - Contraintes géophysiques - Economiques
Configuration du parc par rapport à la connexion au poste électrique en mer	Radial, ramifié ou en boucle	<ul style="list-style-type: none"> - Economiques - Pentes du sol - Contraintes comme le patrimoine submergé, autres câbles ou pipelines, munitions non explosées, etc.

Variables	Faisabilité (min – max)	Facteurs de contrainte
Enfouissement (enterrement) des câbles	Les câbles sont normalement enfouis ou protégés.	<ul style="list-style-type: none"> - Nature du fond (si l'enfouissement n'est pas possible, des roches, tapis de protections ou coquilles de protection peuvent être utilisés) - Risques liés à la navigation, pêche et autres usages - Technique (capacité des outils pour enterrement des câbles) - Economique

Notes : (*) Voir Glossaire

1.2.4.3 Critères à prendre en compte dans le choix de fondation

En raison des différentes caractéristiques définissant les fondations, plusieurs critères sont pris en compte pour faciliter la sélection des fondations dans le cadre d'un projet. Un exemple de tableau de sélection utilisé pour le choix des fondations d'éolien posé est montré dans la Table 1-. Il convient de noter que les critères ci-dessous ainsi que les « poids » associés sont spécifiques à chaque projet. Ils peuvent changer surtout si des critères autres que le prix sont imposés par l'appel d'offre, par exemple le recours aux PME ou bien le taux de recyclage en France.

Table 1-7 : Exemple de tableau de sélection utilisé pour le choix des fondations d'éolien posés [OWC]

Critère	Aspects concernés	Exemple de poids (spécifique au projet)
Bancabilité (*)	<ul style="list-style-type: none"> - Précédence technique - Innovation 	10%
Efficacité du coût	Acquisition et conception du matériel primaire	10%
Adaptation à l'état du sol	Adéquation de la technologie aux conditions géotechniques/géologiques du site	15%
Adaptation aux charges environnementales	Capacité à résister à la charge des vagues, à la charge de turbine et à la charge de la glace.	15%
Efficacité de la chaîne d'approvisionnement et de la fabrication	<ul style="list-style-type: none"> - Localisation des fournisseurs pour la fabrication et le transport - Coût et temps de fabrication 	15%
Efficacité du transport et de l'installation	<ul style="list-style-type: none"> - Coût et facilité de stockage, de transport et d'installation - Adéquation de la méthode d'installation aux conditions du sol 	15%
Efficacité de l'opération et de la maintenance	Coût et facilité de l'opération et de la maintenance	10%
Efficacité du démantèlement	Coût et facilité du démantèlement	5%
Impact environnemental	Niveau d'impact sur l'environnement	5%

Notes : (*) Voir Glossaire

1.3 Technologies de l'éolien flottant

1.3.1 Présentation des différentes technologies

À partir d'une certaine profondeur, l'éolien posé commence à être soit techniquement irréalisable, soit commercialement inintéressant. Les plateformes flottantes sont donc une solution pour soutenir les turbines dans les eaux plus profondes tout en capturant une meilleure ressource éolienne.

Il existe différentes alternatives technologiques de flotteurs pour soutenir la turbine éolienne : « semi submersible », « TLP » (*Tensioned Leg Platform* en anglais), « SPAR » et « barge ».

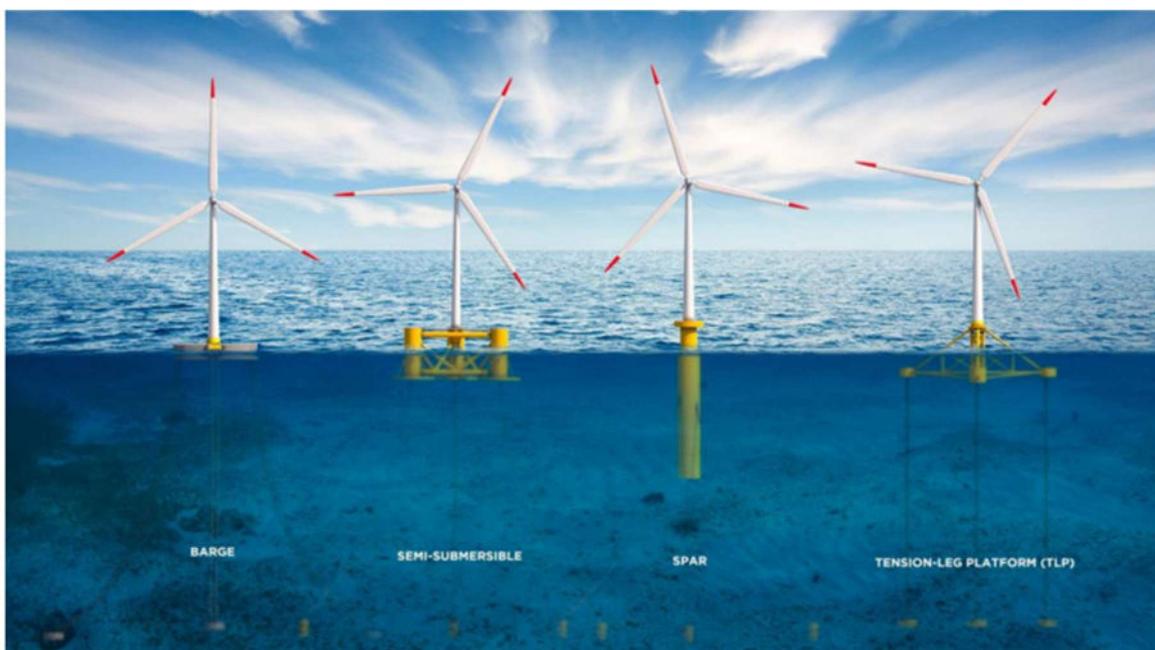


Figure 1-15: Types de flotteurs d'éoliennes flottantes [Green Giraffe, 2017]

Quelques exemples de flotteurs existants trouvés sur le marché sont présentés Figure 1-16.



Barge :
BW Ideol au Croisic (2MW)

TLP :
SBM en Provence (8MW) - à noter que la plus grande partie de la structure flottante est submergée

Semi-submersible :
Principle Power au Portugal (8MW)

Figure 1-16: Exemples de flotteurs présents sur le marché [Lemoniteur, 2023 ; Gomet, 2023 ; Ocean Winds, 2021]

Ces types de flotteur diffèrent principalement par leur géométrie et leurs moyens d'obtenir la stabilité statique, comme observé dans la Figure 1-17 et expliqué brièvement dans la Table 1-8.

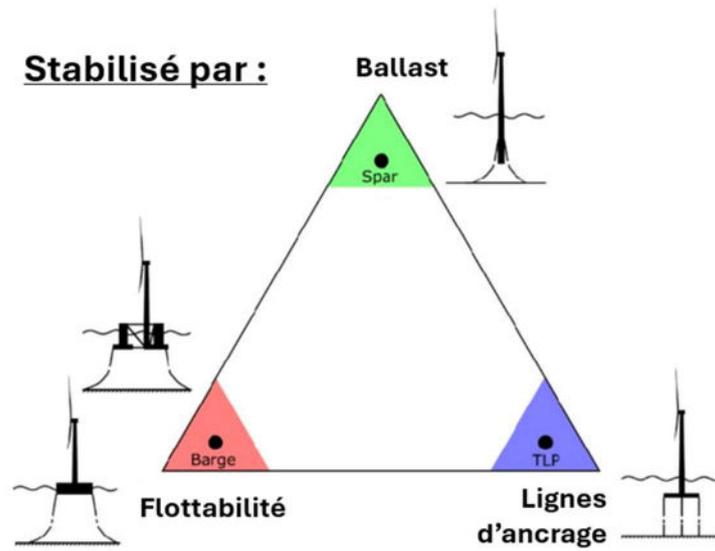


Figure 1-17: Triangle de stabilité des flotteurs [adapté de Maximiano et al., 2021]

Table 1-8 : Caractéristiques principales des flotteurs

Caractéristique	Barge	Semi-submersible	SPAR	TLP
Composants typiques	Structure de type chaland avec une grande surface de plan d'eau, pouvant inclure ou non un trou interne (<i>moonpool</i>) (*) pour amortir les mouvements.	Colonnes et pontons de volume large, et possiblement des plus petites attaches pour améliorer la capacité de la structure à résister aux charges.	Très longue colonne avec du ballast solide ou liquide en bas.	Colonnes ou structures très légères, structures très flottantes.
Moyen d'obtenir le moment de redressement (*)	<ul style="list-style-type: none"> Grande surface de plan d'eau (plus grand que celle du semi-submersible) Ballast [Maximiano et al., 2021] 	<ul style="list-style-type: none"> Surface(s) de plan d'eau modéré(s) situé(s) à une distance importante du centre Ballast [Maximiano et al., 2021] 	Ballast positionné très bas, avec le but de positionner le centre de gravité plus bas que le centre de flottaison [Maximiano et al., 2021]	Lignes d'ancrage tendues [Maximiano et al., 2021]
Tirant d'eau (*) relatif	Bas/Moyen	Moyen	Très grand	Moyen
Profondeur d'eau minimale requise pour un flotteur de 15 MW	~60m	~60m	>150m	~70m
Inclinaisons du flotteur en opération	Moyennes/grandes	Moyennes	Moyennes	Très faibles
Déplacement maximal du flotteur en opération	Elevé	Elevé	Moyen/Elevé	Très petit
Matériaux possibles pour la construction	Acier ou béton	Acier ou béton	Acier ou béton	Acier ou béton
Difficulté d'installation	Typique	Typique	Typique si des profondeurs d'eau suffisantes sont trouvés pour l'installation de la turbine	Difficile (opérations de mise en tension des lignes)

Notes : (*) voir glossaire (Table 1-1).

En termes de maturité technologique, l'éolien flottant est en cours de développement : il existe actuellement cinq parcs éoliens flottants (pilotes et commerciaux) en exploitation, dont le premier a été installé en 2017 (Hywind Scotland), et dont le plus puissant ne dépasse pas 100 MW (Hywind Tampen). Ces deux projets utilisent la technologie SPAR.

Le niveau de maturité technologique (TRL, ou *Technology Readiness Level* en anglais) est un système de mesure aujourd'hui répandu pour évaluer le niveau de maturité d'une technologie. Celui-ci peut être utilisé pour évaluer la maturité des différents types de flotteur. Le TRL peut être mesuré de 1 (faible, recherche fondamentale) à 9 (fort, produit commercial) selon l'échelle créée par la Commission Européenne dans le programme de recherche Horizon 2020 (Table 2-9).

Table 1-9 : Echelle TRL de la Commission Européenne

TRL	Description
1	Principes de base observés ou décrits
2	Concept technologique et/ou applications formulées
3	Preuve analytique ou expérimentale des principales fonctions et/ou caractéristiques du concept
4	Validation de composants et/ou de maquettes en laboratoire
5	Validation de composants et/ou de maquettes en environnement représentatif
6	Démonstration d'un prototype ou modèle de système/sous-système dans un environnement représentatif
7	Démonstration d'un prototype du système dans un environnement opérationnel
8	Système réel achevé et qualifié par des tests et des démonstrations
9	Système réel achevé et qualifié par des missions opérationnelles réussies

Le bilan historique des projets flottants répartis par types de flotteurs sont montrées dans la Table 1-

Table 1-10 : Bilan historique des projets flottants

Type de flotteur	Barge	Semi-submersible	Spar	TLP
Niveau de maturité technologique (TRL)	7/9	9/9	9/9	8/9
Capacité totale installée (MW)	9MW	~113MW	129MW	25MW
Nombre de turbines installées	3	17	17	3
Nombre de fermes (pilotes)	0	1 (Portugal 25MW, 3 turbines)	1 (Ecosse, 30MW, 5 turbines)	1 (Provence, 25MW, 3 turbines)
Nombre de fermes (commerciales)	0	1 (Ecosse 50MW, 6 turbines)	1 (Norvège, 95MW, 11 turbines)	0

Parmi les quatre types principaux de flotteurs, les semi-submersibles sont le choix préféré pour la majorité des projets éoliens flottants annoncés jusqu'à la fin de l'année 2023 (plus de 80% des projets annoncés) [NREL & US Department of Energy 2023]. En effet, les semi-submersibles sont les flotteurs matures les plus adaptables. Les SPARs, même si eux aussi matures, requièrent des ports très profonds ou des bassins d'eau profonde protégés pour la construction, l'assemblage et l'intégration de la turbine. Par conséquent l'utilisation généralisée des SPARs n'est pas envisagée à l'avenir. Quant aux TLP, bien que leur empreinte d'ancrage faible apporte des avantages tels que moins de risques pour la navigation, ils ne sont pas encore massivement choisis pour les projets futurs (moins de 10% des projets annoncés selon le rapport de NREL et US Department of Energy (2023). Pour plus d'informations sur l'évolution du TLP en tant que solution viable pour les parcs commerciaux, il est important d'observer le parc éolien pilote TLP récemment installé en Provence.

Il convient de noter qu'il existe plusieurs « sous-concepts » flottants sur le marché, dont la plupart entrent dans les quatre principales catégories de plateformes flottantes. En d'autres mots, même dans la catégorie « semi-submersible », il existe plus de 50 concepts différents (par exemple, WindFloat de Principle Power et TetraSub de Stiesdal). Bien que certains concepts affichent des niveaux de maturité plus élevés, il faut davantage d'expérience pour déterminer les solutions de conception qui domineront le marché dans les prochaines années.

1.3.2 Présentation des différents composants de l'éolien flottant

Dans cette section, les différents composants de l'éolien flottant qui ont potentiellement le plus d'impact sur la pêche, notamment les lignes d'ancrage et les câbles inter-réseaux, sont présentés plus en détails. Dans un second temps, les solutions innovantes qui pourraient composer l'avenir de ces composants de l'éolien flottant (et par ailleurs avoir un impact additionnel sur la pêche) sont aussi introduits.

1.3.2.1 Lignes d'ancrage

Les trois options les plus typiques pour le système d'ancrage sont présentées dans la Figure 1-18.

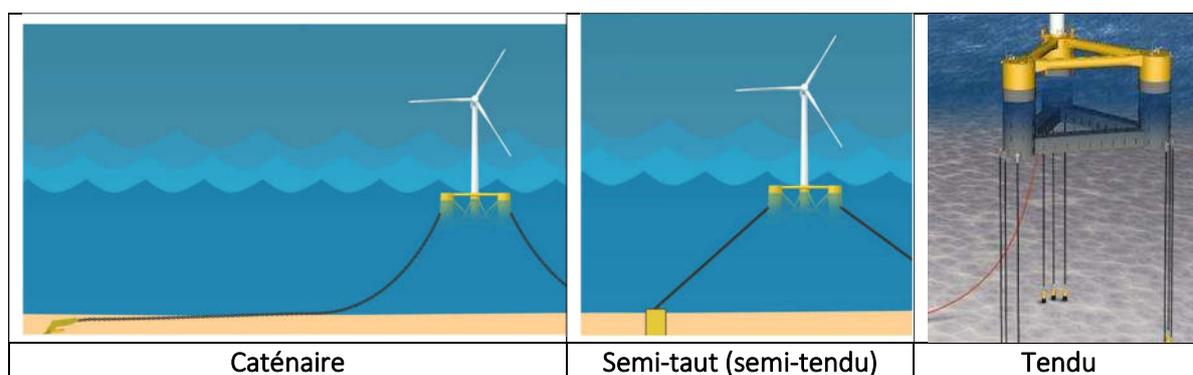


Figure 1-18 : Systèmes d'ancrage de l'éolien flottant [BVG Associates, 2023 ; Renew, 2022]

Chaque type de flotteur peut être associé à un ou plusieurs types d'ancrage, comme décrit dans la Table 1-11.

Table 1-11 : Types d'ancrage associés à chaque type de flotteur

Flotteur	Types d'ancrage possible
Barge	Caténaire Semi-tendu

Flotteur	Types d'ancrage possible
Semi-submersible	Caténaire Semi-tendu
Spar	Caténaire Semi-tendu
TLP	Tendu (totalement vertical ou avec un angle faible)

Différents matériaux peuvent être utilisés pour les ancrages, comme montrés dans la Figure 1-19 :

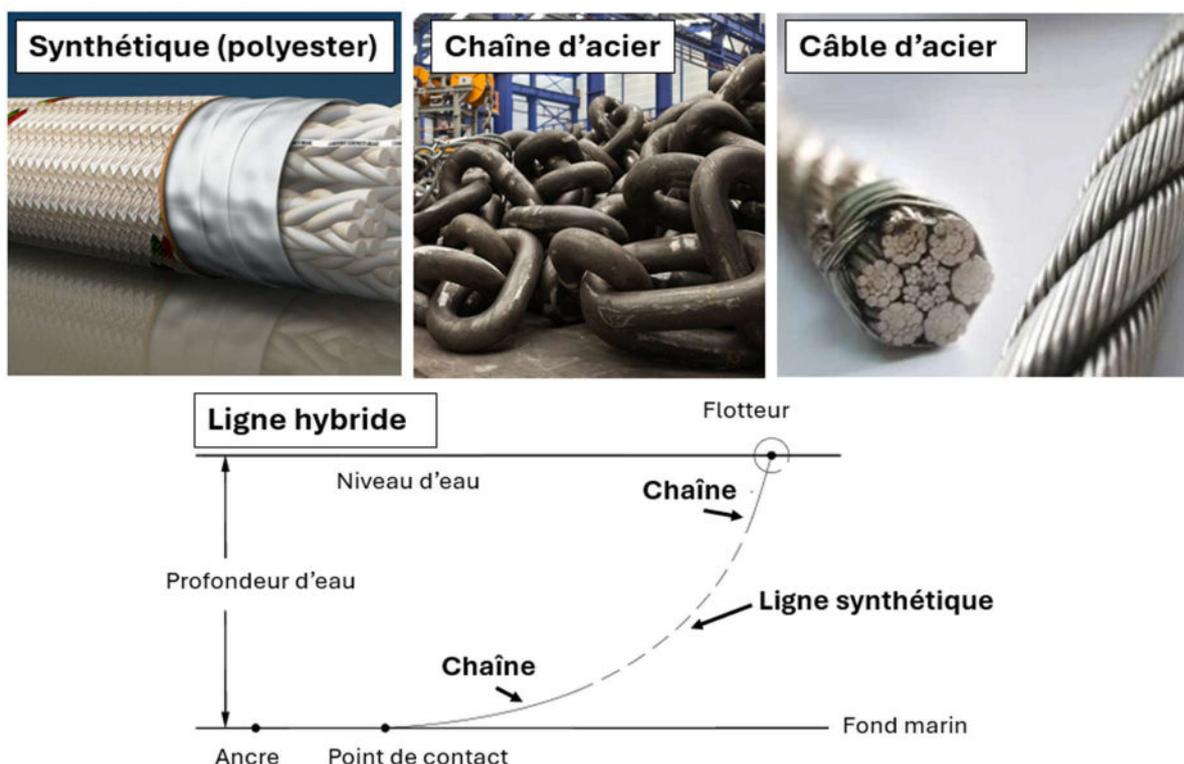


Figure 1-19: Matériaux généralement utilisés pour les lignes d'ancrage [EPD, 2016 ; King Rope Made in China, 2024 ; Lankhorst Offshore, 2024 ; Qiao et al., 2014]

Les matériaux sont décrits par la suite :

- Chaîne d'acier :
 - o Application offshore typique avec un marché établi ;
 - o Taille et masse importantes ;
 - o Nécessite d'avoir une certaine longueur de chaîne sur le fond marin pour que l'ancre ne subisse pas une force verticale et aussi pour résister à l'abrasion due au déplacement sur le fond marin sous une charge importante [BVG Associates, 2023].
- Câble d'acier :
 - o Plus légers que les chaînes d'acier tout en ayant une résistance similaire ;

- Plus grande élasticité que les chaînes ;
- Peuvent subir une dégradation structurelle lorsqu'ils sont posés sur le fond marin sans protection supplémentaire [BVG Associates, 2023].
- Synthétique (polyamide ou nylon PA, polyester PES, Polyéthylène à Masse Molaire Ultra Haute HMPE) :
 - Les options les plus légers, les lignes synthétiques sont préférées pour les sites plus profonds
 - Utilisé sur le marché du pétrole et du gaz ;
 - En raison de leurs propriétés élastiques, les fibres synthétiques conviennent aux ancrages tendus [Yang *et al.*, 2022] ;
 - Diminution de l'empreinte d'ancrage car aucune longueur ne doit reposer sur le fond de la mer pour éviter l'abrasion.
- Hybride :
 - Ligne faite d'une partie synthétique (pour donner plus d'élasticité et diminuer le poids de ligne) et de deux autres parties en chaîne ;
 - La partie chaîne connectée au flotteur est mise pour éviter que la ligne synthétique soit exposée au soleil et faciliter la mise en tension de la ligne ;
 - L'autre section de chaîne est mise sur le fond marin pour éviter l'abrasion de la ligne synthétique [BVG Associates, 2023].

Les caractéristiques principales des types d'ancrage sont résumées dans la Table 1-12.

Notamment pour l'estimative du rayon de l'empreinte de l'ancrage, la Figure 1-20 peut être utilisée pour choisir un facteur de relation entre la profondeur d'eau et l'empreinte d'ancrage. Il faut noter que les points montrés dans la figure sont des installations existantes, la plupart étant probablement des infrastructures pétrolières et gazières qui ont des caractéristiques différentes des flotteurs pour éolien en mer, mais le graphique est une bonne base pour une première estimation.

Table 1-12 : Caractéristiques des types d'ancrage

Type d'ancrage	Caténaire	Semi-tendu	Tendu
Empreinte relative de l'ancrage	Importante	Moyenne	Faible
Rayon de l'empreinte de l'ancrage (distance entre turbine et ancre) estimée	6 à 8 fois la profondeur d'eau (*) [BVG Associates, 2023].	(*) 2 fois la profondeur d'eau [BVG Associates, 2023].	Moitié de la longueur du flotteur
Longueur de ligne sur le fond de mer estimée	Pour une ligne : environ 5 à 6 fois la profondeur d'eau (**)	Aucune	Aucune
Matériau	Chaîne ou câble d'acier	Synthétique, câble d'acier ou hybride	Synthétique
Complexité d'installation	Faible	Moyenne	Importante
Profondeur d'eau d'application	Max. 500 m	Toutes	Toutes

Notes :

(*) Cet espace dépend de la profondeur d'eau : si la plateforme est installée sur des sites peu profonds, ces multiplicateurs peuvent augmenter – voir paragraphe suivant.

(**) Cette longueur dépend du matériel utilisé pour la ligne et des conditions environnementales. L'estimative de la longueur est liée au rayon de l'empreinte de l'ancrage montré dans le même tableau.

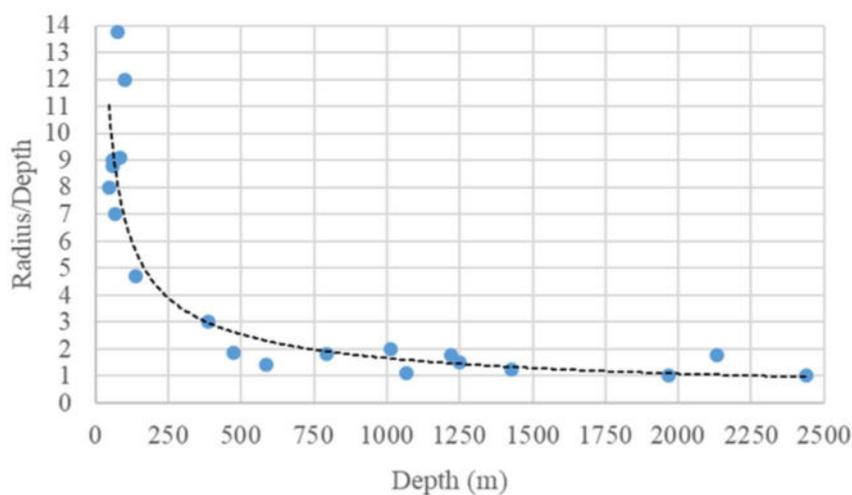


Figure 1-21: Relation entre le rayon d'ancrage et la profondeur de l'eau, basée sur le nombre d'installations existantes [Amaral, 2020]

1.3.2.2 Câbles inter-réseaux dynamiques

Les câbles inter-réseaux (*inter-array cables*, ou IAC en anglais) relient deux éoliennes entre elles. Le réseau de câbles transfère l'énergie des éoliennes vers le poste électrique en mer.

En raison de la nature flottante des plateformes, les câbles inter-réseaux doivent présenter une longueur dynamique entre les sous-structures flottantes et le fond marin. La connexion électrique entre deux éoliennes flottantes est montrée sur la figure suivante.

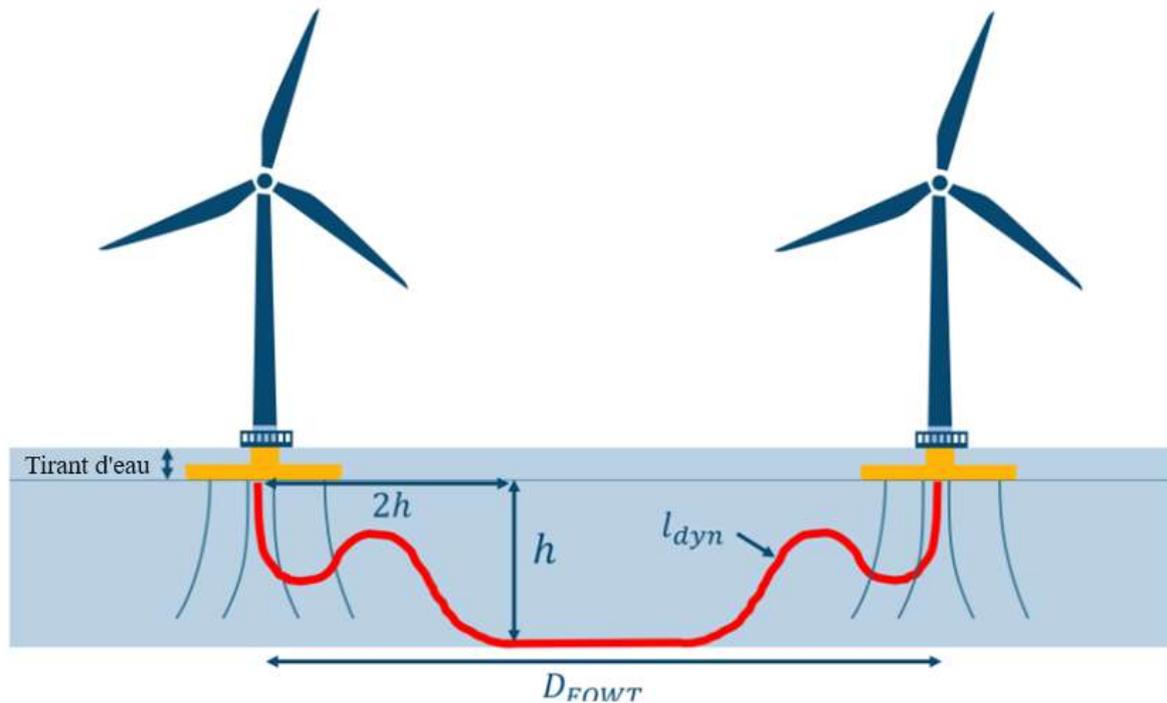


Figure 1-22 : Câble inter-réseaux reliant deux éoliennes flottantes

Différentes dimensions sont mises en évidence dans la Figure 1-22, notamment :

- Le tirant d'eau du flotteur (voir glossaire en Table 1-1),
- La longueur de la section dynamique (en mouvement) du câble inter-réseaux (l_{dyn}),
- La hauteur de la section dynamique (h),
- La distance entre le point où le câble sort du flotteur et le point où le câble devient statique, ici estimée à deux fois la hauteur de section dynamique ($2h$). Il faut noter que cette valeur est estimative et dépend fortement des conditions environnementales spécifiques à chaque projet.
- La distance entre éoliennes, ou espace inter-éolienne (D_{FOWT})
- La longueur statique du câble (longueur posée au sol qui ne bouge pas) peut être estimée à partir des dimensions décrites ci-dessous.

Les différents types de configuration dynamiques pour les câbles sont montrées dans la Figure 1-23. La conception d'une configuration doit respecter différents critères techniques, comme la courbure et la tension maximales du câble.

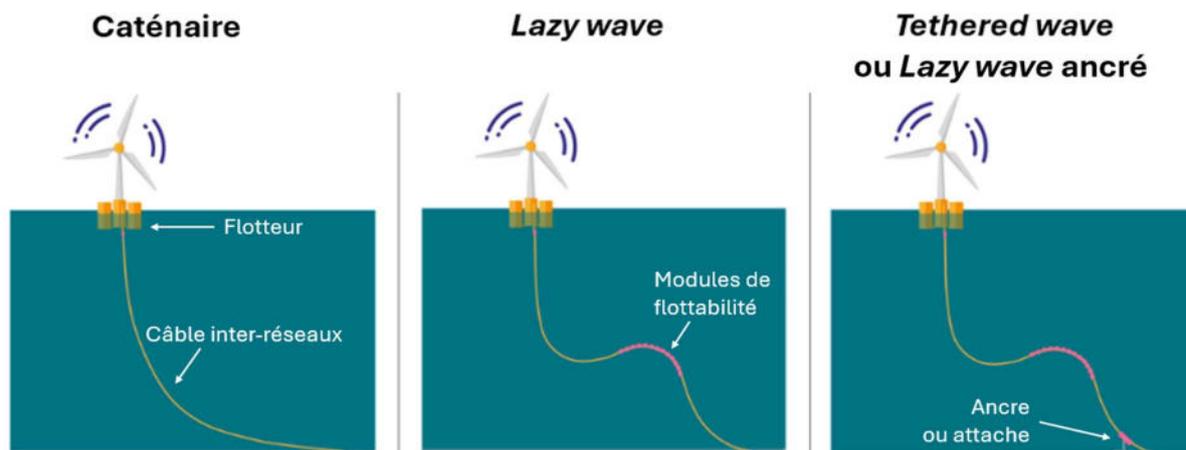


Figure 1-23: Configurations dynamiques des câbles inter-réseaux [adaptée de Corewind, 2020]

Leurs différences principales sont résumées dans Table 1-5.

Table 1-5 : Description des configurations dynamiques de câble [adaptée de Corewind, 2020]

Configuration	Caténaire	Lazy wave	Tethered wave, ou Lazy wave ancré
Description	Le câble s'étend en forme de caténaire du flotteur au fond marin	Une configuration en format « lazy wave » assure la sustentation d'une section de câble au milieu de la colonne d'eau grâce à des modules de flottabilité	Similaire à « lazy wave » avec l'ajout d'une attache ou ancre qui retient le point d'atterrissage sur le fond marin
Composants	<ul style="list-style-type: none"> • Câble • Potentiellement un élément raidisseur de courbure (<i>bend stiffener</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> • Câble • <i>Bend stiffener</i> • Modules de flottabilité (<i>buoyancy modules</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> • Câble • <i>Bend stiffener</i> • Modules de flottabilité (<i>buoyancy modules</i>) • Attache (<i>tether</i>) et pince (<i>clamp</i>)
Découplage des mouvements du flotteur par rapport au bout fixe sur le fond marin ?	Non. Doit être utilisé avec un flotteur présentant des mouvements horizontaux très limités	Oui	Oui
Coût relatif d'installation	Faible	Moyen	Elevé
Espace relatif utilisé dans la colonne d'eau	Faible	Grand	Grand

Dans l'industrie, la longueur de câble dynamique suit généralement la configuration « lazy wave » pour tenir compte du mouvement dynamique de la sous-structure flottante, y compris l'excursion latérale (le mouvement horizontal d'une éolienne offshore flottante). La configuration « lazy wave » est atteinte avec le placement de bouées sur une certaine longueur du câble (Figure 1-24).

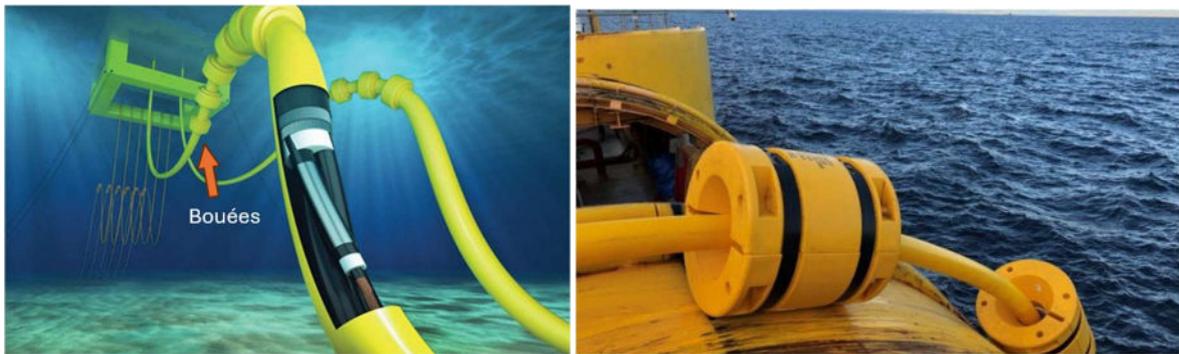


Figure 1-24 : Configuration lazy-wave (gauche) et ses modules de flottabilité (droite) [Powermag, 2021 ; CRP Subsea, 2024]

Le fait que le format *lazy wave* découple les mouvements du flotteur contribue largement à l'obtention d'une conception de câble conforme. Néanmoins, l'espace utilisé par la partie dynamique dans la colonne d'eau est large, principalement si comparée à la configuration caténaire, ce qui a un impact négatif sur la zone d'exclusion de la navigation.

Chaque turbine flottante est reliée à la suivante par un câble inter-réseau d'au moins 1,5 km : cette distance est calculée en considérant une turbine de 15 MW avec un diamètre de rotor de 224 m et un espacement entre turbines de sept fois le diamètre du rotor [BVG Associates, 2023]. Si une profondeur d'eau de 120 m et un tirant d'eau de 20 m sont considérées dans cet exemple, la distance de câble suspendue dans la colonne d'eau est estimée en 200 m, comme proposé par la Figure 1-22. La longueur statique de câble entre deux turbines flottantes serait donc de 1.1 km.

1.3.3 Facteurs de choix

1.3.3.1 Critères de choix techniques

Les principaux facteurs de contraintes qui déterminent les différents choix techniques dans un projet éolien flottant sont présentés dans le tableau suivant. Les facteurs de contraintes peuvent être économiques (avec le but de diminuer le coût actualisé de l'énergie), de conditions du site (profondeur d'eau, nature du fonds), de la chaîne d'approvisionnement (liée à l'approvisionnement de matériel pour le flotteur, l'existence de sites de fabrication de flotteurs, les navires pour transport de composants et les grues pour l'installation des éoliennes sur les fondations), environnementaux (niveau d'impact négatif dans l'environnement), entre autres.

Table 1-6 : Facteurs de contrainte dans les choix techniques de l'éolien flottant

Choix technique	Faisabilité technique (min-max)	Facteurs de contrainte
Puissance de l'éolienne	Minimum : estimée 8MW pour des raisons économiques Maximum : <ul style="list-style-type: none"> - Couramment : 15 MW - Futures générations : 18-25 MW 	<ul style="list-style-type: none"> - Chaîne d'approvisionnement et infrastructure (grues, ports, navires et routes) - Économique (des turbines plus grandes entraînent des coûts actualisés plus faibles)
Diamètre du rotor (*)	<ul style="list-style-type: none"> - Pour 8MW : environ 165 m - Pour 15 MW : environ 236 m - Pour 25 MW : estimée 310 m 	<ul style="list-style-type: none"> - Liée à la puissance de l'éolienne
Hauteur de pale	<ul style="list-style-type: none"> - Pour 8MW : 185 m [Principle Power, 2024] * - Pour 15MW : 240 m [Vestas, 2024] * - Pour 25MW : estimée 320 m* 	<ul style="list-style-type: none"> - Liée au diamètre du rotor - Environnementales (conditions de vague) - Géométrie du flotteur)
Durée de vie de l'installation	Entre 25 à 40 ans	<ul style="list-style-type: none"> - Technologique (fatigue des composants) - Économique (des projets plus longs produisent plus d'énergie et diminuent le coût actualisé du projet)
Type de flotteur 15 MW	Profondeur d'eau minimale : <ul style="list-style-type: none"> - Semi-submersible et barge : ~60 m - TLP : 70 m - Spar : 100-120 m Matériel utilisé : béton ou acier	<ul style="list-style-type: none"> - Économique - Liée à la chaîne d'approvisionnement (les ports, l'approvisionnement en matériel et les sites de fabrication) - Profondeur d'eau - Nature du fonds (indirectement) - Exigences en matière de démantèlement et recyclage - Exigences en matière de contenu local
Type d'ancrage (lignes)	Profondeur : <ul style="list-style-type: none"> • Minimale ~60 m caténaire et semi-tendu ; ~70 m tendu • Maximale ~500 m caténaire ; sans limite théorique pour semi-tendu et tendu vu que les applications flottantes dans l'industrie du pétrole et du gaz sont utilisées pour des profondeurs de plus de 2000m. 	<ul style="list-style-type: none"> - Profondeur - Type de flotteur
Type d'ancres	Pile, ancre à trainée, ancre à suction, corps mort	<ul style="list-style-type: none"> - Nature du fonds - Type de ligne d'ancrage

Notes :

(*) Voir Glossaire.

(**) estimée en tenant compte d'une distance entre la pointe de la pale et le pont du flotteur de 15 m.

1.3.3.2 Critères de choix dans la disposition des éoliennes

Par ailleurs, les facteurs de contrainte dans la définition de la disposition des éoliennes d'un parc éolien flottant sont résumés par la Table 1-7.

Table 1-7 : Facteurs de contrainte dans la définition du « layout » (disposition) du parc éolien flottant

Variables	Faisabilité (min – max)	Facteurs de contrainte
Espace inter-éolienne	Minimum : la valeur plus grande entre : <ul style="list-style-type: none"> • La recommandation pour diminuer l'interaction aérodynamique entre turbines : 6 à 8 fois le diamètre du rotor • La recommandation pour respecter l'empreinte d'ancrage : <ul style="list-style-type: none"> ○ Caténaire : 12 à 16 fois la profondeur d'eau (*) ○ Semi-tendu : 4 fois la profondeur d'eau (*) ○ TLP : Longueur flotteur 	<ul style="list-style-type: none"> - Direction du vent - Interactions aérodynamiques entre turbines - Disposition de la ferme - Nature du fonds - Contraintes géophysiques - économiques - Empreinte des lignes d'ancrage
Inclinaison des lignes d'ancrage	De totalement verticale jusqu'à une caténaire très longue.	<ul style="list-style-type: none"> - Type de flotteur - Nature du fonds - Profondeur d'eau - Charges environnementales
Redondance (plusieurs lignes d'ancrage)	<ul style="list-style-type: none"> - Minimum 3 - Pas de maximum (typiquement <12-16) 	<ul style="list-style-type: none"> - Charges environnementales (houle, courant, vent) - Chaîne d'approvisionnement
Configuration du parc par rapport à la connexion au poste électrique en mer	Radial, ramifié ou en boucle	<ul style="list-style-type: none"> - Economique - Pentés du sol - Contraintes comme le patrimoine submergé, autres câbles ou pipelines, munitions non explosées, etc.
Enfouissement (enterrement) des lignes / câbles	Les lignes ne sont pas ensouillées. Les câbles oui, sauf la partie dynamique.	<ul style="list-style-type: none"> - Nature du fond (si l'enfouissement n'est pas possible, des roches, tapis de protections ou coquilles de protection peuvent être utilisés) - Risques liés à la navigation, pêche et autres usages - Technique (capacité des outils pour enterrement des câbles) - Economique

Notes :

(*) Cet espace dépend de la profondeur d'eau : si la plateforme est installée sur des sites peu profonds, ces multiplicateurs peuvent augmenter – voir Section 1.3.2.1.

1.3.3.3 Critères de choix des fondations flottantes

Spécifiquement pour les flotteurs, en raison des différentes caractéristiques qui les définissent, plusieurs critères sont pris en compte pour faciliter la sélection de flotteurs dans le cadre d'un projet. Un exemple de tableau de sélection utilisé pour le choix des fondations flottantes est montré dans la Table 1-8. Il convient de noter que les critères ci-dessous ainsi que les « poids » associés sont spécifiques à chaque projet. Ils peuvent changer surtout si des critères autres que le prix sont imposés par l'appel d'offre, par exemple le recours aux PME ou bien le taux de recyclage en France.

Table 1-8: Exemple de tableau de sélection pour les fondations d'éolien flottant [OWC]

Critère	Aspects concernés	Exemple de poids (spécifique au projet)	
Conception	Adaptation de la conception du flotteur : <ul style="list-style-type: none"> - Conception et empreinte de l'ancrage ; - Dépendance à l'égard des nouvelles technologies ; - Ordre de grandeur des mouvements ; - Masse du flotteur ; - Résistance à la corrosion. 	15%	
Bancabilité	<ul style="list-style-type: none"> - Précédence technique - Innovation - Bilan historique du flotteur - Statu de l'entreprise 	10%	
Efficacité du coût	Coûts liés à l'acquisition et à la conception du matériel primaire	10%	
Adaptation à l'état du sol	Adéquation aux données géotechniques/géologiques du site. Dans le cas du flottant, ce critère ne doit être considéré que pour les ancrs utilisées : les données du sol n'affectent pas le flotteur directement.	0%	
Adaptation aux charges environnementales	Capacité à résister à la charge des vagues, à la charge de turbine, à la charge de la glace et à la profondeur d'eau.	10%	
Efficacité de la chaîne d'approvisionnement et de la fabrication	<ul style="list-style-type: none"> - Localisation des fournisseurs pour la fabrication et le transport - Coût et temps de fabrication 	15%	
Efficacité du transport et de l'installation	<ul style="list-style-type: none"> - Coût et facilité de stockage, de transport et d'installation - Adéquation de la méthode d'installation aux conditions du sol - Exigences en matière d'espace portuaire - Tirant d'eau dans le port et pendant remorquage - Efficacité de l'assemblage - Installation d'éoliennes et installation d'ancrage. 	15%	
Efficacité de l'opération et de la maintenance	<ul style="list-style-type: none"> - Coût et facilité de l'opération et de la maintenance - Accès du navire au flotteur - Remplacement de composants importants 	<ul style="list-style-type: none"> - Espace sur le pont - Composants susceptibles d'être inspectés - Corrosion 	15%
Efficacité du démantèlement	<ul style="list-style-type: none"> - Coût et facilité du démantèlement - Opérations requises - Recyclage du matériel 	5%	
Impact environnemental	Niveau d'impact sur l'environnement	5%	

2. Risques et sécurité maritime en lien avec les activités de pêche

2.1 Risques principaux répertoriés

Les deux risques principaux liés à la pratique de la pêche au sein des parcs sont le risque de **croche** et le risque d'**allision** (navire-objet stationnaire) ou **collision** (navire-navire).

Les allisions sont considérées comme plus probables que les collisions [Yu et Liu, 2019 ; Rawson et Brito, 2022]. Une analyse des incidents rapportés entre 2010 et 2019 montre que les incidents sont plus courants en phase de construction qu'en opération, et impliquent un navire travaillant pour le projet éolien dans la grande majorité des cas (82%) [Rawson et Brito, 2022]. Sur 69 incidents reportés, seulement 4 impliquent un navire de pêche (2 allisions et 2 collisions évitées de justesse) [Rawson et Brito, 2022].

Les incidents répertoriés sont encore rares et les études de sécurité sont par conséquent plutôt basées sur une modélisation des risques [Rutkowski et Kubacka, 2023] incluant éventuellement un dire d'expert [Yu et Lui, 2019]. Dans l'étude britannique de Rawson et Brito (2022), les navires de pêche ont été évalués entre 2,8 et 29,4 fois plus susceptibles d'être victimes d'un incident dans les études d'évaluation des risques que répertoriés historiquement. Les résultats restent contrastés.

- Yu et Liu (2019) concluent à une probabilité plus élevée d'allision pour un navire de pêche comparé à quatre autres types de navires (navire d'opération et maintenance du parc, tanker, cargo, navire à passagers) lié notamment à une faible probabilité de détection du risque.
- A l'inverse, une étude de risque en mer Baltique (eaux peu profondes, vitesses moyennes du vent élevées, hauteurs de vagues faibles et marées faibles) s'intéressant à un navire de pêche type de 24 m (440kW, pleine vitesse à 11 kn ou 5.7 m/s) prédit une navigation totalement sûre au sein d'un parc avec une distance entre éoliennes de 150 à 1000 m [Rutkowski et Kubacka, 2023].

2.2 Dormants versus trainants

D'une manière générale, il est admis qu'un navire de petite taille (généralement moins de 24 ou 25m) sera plus à même de naviguer et/ou pratiquer au sein d'un parc qu'un navire de grande taille. Néanmoins, la taille des engins de pêche n'est pas toujours proportionnelle à la taille du navire (Eigaard *et al.*, 2016), et les différents métiers pratiqués ne présentent donc pas les mêmes risques.

On distingue généralement deux grandes familles d'engins, les dormants (passifs) et les trainants (actifs).

Les **arts dormants** (filets, casiers, lignes) sont des engins qui peuvent être calés sur le fond ou dérivant au gré des courants. La mise en pêche d'un engin dormant comprend une opération de filage (mise à l'eau), un temps de pêche de quelques heures à plusieurs jours voire semaines pendant lequel l'engin est laissé à l'eau, puis une opération de virage pour remonter l'engin à bord.

Les **arts trainants** sont des engins actifs tractés par le bateau (dragues, chaluts, sennes). L'empreinte spatiale d'un trainant en opération de pêche est donc dépendante non seulement des caractéristiques de l'engin, mais également de la façon dont l'engin est gréé au navire (via des câbles appelés funes) et des mouvements du navire. Il existe de nombreuses variantes de gréement de l'engin, allant d'un gréement simple à double (dit jumeaux) voire multiple. Deux navires (dit en bœuf) peuvent parfois tracter un même engin.

Il est généralement admis que les arts dormants seraient plus facilement compatibles avec une pratique au sein des parcs éoliens.

- Une analyse prospective en mer du Nord (comprenant 6 hubs énergétiques basés sur la localisation de sites existants et 2 hubs proposés sur la base d'une couverture spatiale optimale, tous au-delà des 80 km du rivage) propose davantage de possibilité de coexistence pour les dormants que les trainants, pour lesquels les engins pélagiques présentent un risque de conflit moyen et les engins démersaux un risque élevé [Gusatu *et al.*, 2024].
- Un exercice similaire d'analyse de compatibilité entre différents engins et un parc éolien a été réalisé au Royaume-Uni (MMO, 2013). La possibilité de coexistence à l'échelle d'un parc éolien est estimée comme faible pour les trainants de fond (chalut et drague) et moyenne pour les dormants et chaluts pélagiques (MMO, 2013).

2.3 Caractéristiques techniques et risque de croche

2.3.1 Dormants : Récupération d'un engin perdu avec l'aide d'un grappin

Les engins passifs ne sont généralement pas les plus impliqués dans les incidents de croche avec les câbles sous-marins, mais cela peut arriver lors de la récupération d'un engin perdu avec l'aide d'un grappin [Drew et Hopper, 2009] (Figure 3-2-1). Plusieurs cas de défaillances de câbles causées par des palangres ont également été signalés, avec une force générée lors de la tentative de dégagement estimée à 4 tonnes [Drew et Hopper, 2009].



Figure 3-2-2 : Exemple de grappin utilisé pour récupérer un filet maillant (pêcherie ciblant des démersaux sur épave, Danemark)

2.3.2 Trainants : contact avec le fond des panneaux de fond et du clump

Les chaluts de fond possèdent un **bourrelet** garni et lesté le long de la lèvre inférieure de l'ouverture pour assurer le contact avec le fond (nécessaire pour la capture des espèces benthiques et démersales) ainsi que la protection du filet [Brabant et Nédélec, 1988]. Les fabrications sont très diversifiées notamment en fonction de la nature des fonds. On peut notamment citer le bourrelet de type "rockhopper" qui peut être utilisé dans les zones rocheuses ou pour limiter le risque de croche [George, 2005] (Figure 3-2). Des barres de déviation et des roues peuvent être ajoutées aux dragues pour franchir les obstacles du fond marin et éviter la croche [Drew et Hopper, 2009].

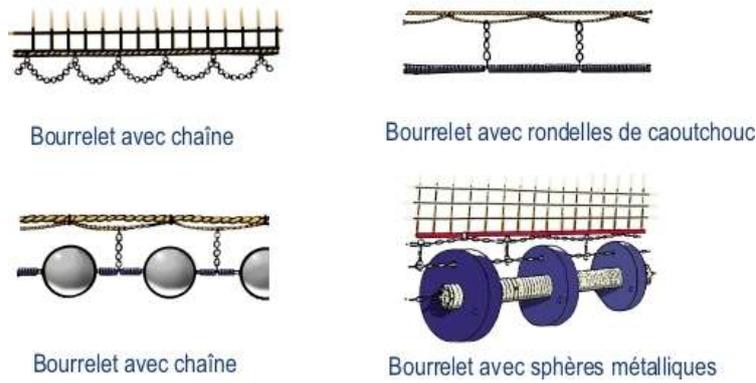


Figure 3-2 : Différents types de bourrelets, dont la ligne de diabolos « Rockhopper » en bas à droite [Ifremer]

Un chalut est maintenu ouvert (horizontalement) par des **panneaux divergents** [Brabant et Nédélec, 1988] (Figure 3-3). Les panneaux de fond sont le plus souvent à faible allongement vertical alors que les panneaux pélagiques ont généralement un allongement vertical plus important [George, 2005]. Un panneau efficace est un panneau qui donne la force d'écartement nécessaire avec le minimum de trainée possible [Ifremer *et al.*, 1995]. En conditions optimales, il est donc également dans l'intérêt du navire de pêche de garantir le minimum de contact entre les panneaux et le fond. La force de contact avec le fond (et donc la profondeur de pénétration) du panneau résulte des forces hydrodynamiques et des forces de contact avec le fond de la mer [Ifremer *et al.*, 1995]. Elle dépend donc de la nature du fond, du poids du panneau, de la gîte du panneau vers l'intérieur et de l'augmentation du rapport fune/profondeur [Ifremer *et al.*, 1995].

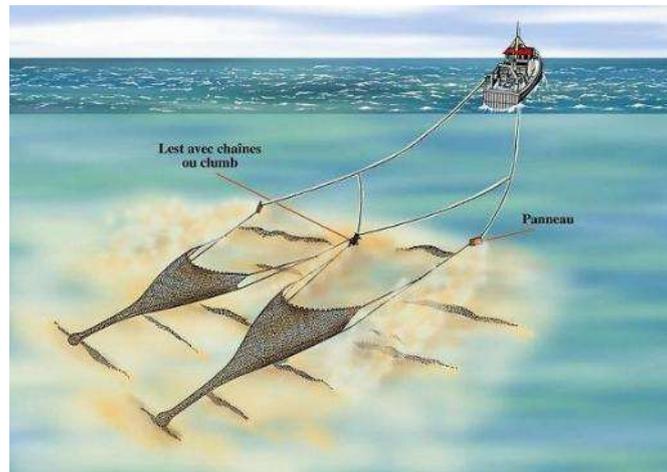


Figure 3-3 : Un chalutier peut remorquer deux chaluts dits jumeaux, ce qui permet, à traction égale, d'augmenter l'ouverture horizontale du système de pêche tout en essayant de conserver une ouverture verticale satisfaisante [Ifremer].

Lorsque le navire pêche avec deux chaluts jumeaux, ceux-ci sont "réunis" par un lest central avec chaînes ou un dispositif hydrodynamique qui roule dit **clump** [George, 2005] (Figure 3-3, Figure 3-4).



Figure 3-4 : Exemple de clump [Coopérative Maritime du Pays Bigouden]

Sur un fond meuble, les pêcheurs maintiennent souvent leur engin en contact étroit avec le fond, ce qui peut augmenter le risque de croche avec un câble, néanmoins généralement compensé par le fait que l'enfouissement du câble est souvent plus profond sur fonds meuble. Sur un fond rocheux, l'engin de pêche est souvent gréé pour maintenir un contact léger, avec peu ou pas de pénétration dans le fond, mais les câbles sont plus susceptibles d'être exposés au-dessus du fond marin. Si un navire arrête sa marche avant ou tourne trop brusquement, un panneau peut venir se poser à plat sur le fond et pénétrer le substrat beaucoup plus profondément que d'habitude [Drew et Hopper, 2009]. Il existe également le risque qu'un panneau rebondisse sur un rocher et pénètre dans le fond en atterrissant durement [Drew et Hopper, 2009]. Le panneau de fond et le clump présentent un risque pour le câble sous-marin [George, 2005]. La force d'impact dans une direction horizontale (parallèle au fond marin) d'un panneau de chalut pesant 1 900 kg dans l'eau, lorsqu'il est remorqué par un chalutier de 4 000 ch à 2,9 nœuds, est estimée à environ 11 tonnes, ce qui est susceptible d'endommager la gaine du câble, mais il est peu probable qu'elle provoque une rupture lors de l'impact initial du fait de l'élasticité du système de chalut et de câble et, selon toute probabilité, le panneau de chalut passera sur le câble [Drew et Hopper, 2009]. Les dommages sont plus graves si le panneau accroche le câble et exerce une force de traction ou de levage. Les panneaux avec des bords avant incurvés sont moins susceptibles de s'accrocher aux câbles [Drew et Hopper, 2009]. La **croche avec étal** (navire cul au vent) par mauvais temps et forte houle est la plus risquée car le navire, lié au fond par l'arrière, n'est plus manœuvrant [George, 2005].

2.3.3 Mesures de réduction du risque

L'enfouissement des câbles est considéré comme un moyen efficace de protéger un câble contre le risque de croche lié aux activités de pêche.

Le Carbon Trust [2015] recommande de considérer une profondeur d'enfouissement minimale fixe pour assurer la protection contre les engins de pêche en fonction de la résistance du fond marin et des types d'engins de pêche utilisés dans la région. En effet, la profondeur de pénétration est variable d'un engin à l'autre, mais également en fonction des différents composants de l'engin et du type de fond [Eigaard *et al.*, 2016]. La profondeur de pénétration maximale est estimée à 0,35 m pour des panneaux de fond sur fonds sablo-vaseux [Eigaard *et al.*, 2016]. Il faut néanmoins noter que très peu d'études ont mesuré les profondeurs de pénétration en conditions réelles à l'échelle de chaque composant de l'engin, et les estimations à disposition sont à l'heure actuelle surtout basées sur des mesures en bassin d'essai ou à dire d'expert. Le matelas en béton est généralement préféré par les

pêcheurs professionnels plutôt que l'enrochement. Des études en bassin d'essai sembleraient indiquer que l'enrochement présente un risque inférieur si les rochers sont inclinés vers l'intérieur (Huda et al., 2025). Pour un chalut, le composant le plus susceptible de croche si un rocher se trouve sur son chemin est le centre de l'engin, suivi de l'extrémité de l'aile, des funes et des panneaux. Il y aurait également une probabilité plus élevée d'accrochage à des angles d'attaque plus grands pour les sennes et chaluts (Huda et al., 2025).

2.4 Caractéristiques opérationnelles et risques de collision ou allision

2.4.1 Empreinte spatiale de l'engin en opération de pêche

Les arts dormants sont particulièrement dépendants de la direction des courants lors des opérations de filage et virage, mais également lors de la possible dérive de l'engin en pêche.

Les chaluts de fond présentent un rapport largeur/hauteur variable en fonction de l'espèce cible, avec généralement une **ouverture horizontale** faible à moyenne pour les poissons plats ou grande pour les poissons démersaux [Brabant et Nédélec, 1988]. Dans le but d'augmenter la surface balayée sur le fond, il est possible d'utiliser de grandes ailes ou un gréement double [Brabant et Nédélec, 1988]. Les chaluts pélagiques présentent généralement des dimensions plus grandes que les chaluts de fond. L'ouverture horizontale des chaluts à perche est assurée par une perche (bois ou métal), alors que la drague présente une barre munie de dents (George, 2005).

Les **traits** des chalutiers de fond et des dragues sont souvent caractérisés par des tracés denses de traits à peu près parallèles sur ou à proximité des traits les plus productifs [Drew *et al.*, 2024] (Figure 3-5). Les senneurs se déplacent quant à eux en cercles serrés alors que les palangriers effectuent des allers-retours sur des zones plus larges en plaçant leurs hameçons et en revenant les relever (Figure 3-5).

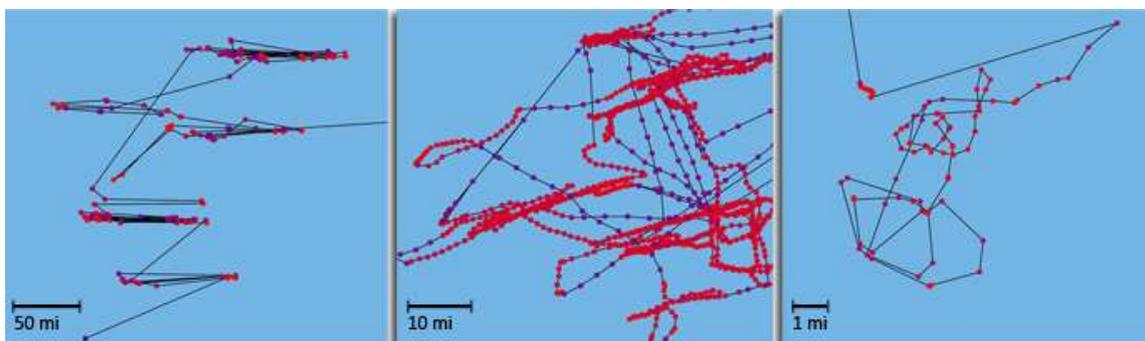


Figure 3-5 : Empreintes spatiales caractéristiques de trois engins (gauche à droite) : palangrier, chalutier et senneur [Global Fishing Watch]

Drew *et al.* (2024) ont analysé les traits de différents engins actifs travaillant à des profondeurs d'eau allant jusqu'à 60 m dans la baie de New York aux États-Unis où 11 concessions d'éoliennes en mer posées (1000 éoliennes) sont prévues. L'analyse s'est concentrée sur 46 épisodes de pêche provenant de 45 marées différentes effectuées par 35 navires commerciaux travaillant à la drague à coquille (4,0 à 5,5 nœuds en pêche), chaluts de fond (2,5 à 3,2 nœuds) et dragues hydrauliques mécanisées à palourdes (2,7 à 4,2 nœuds). Bien que les navires effectuent certains voyages sur de vastes zones, ils effectuent également de multiples passages dans des bandes aussi étroites que 0,3 mille nautique (NM). Les virages sont effectués en remorquant l'engin sur un arc allant de 0,2 NM à plus de 1 NM de diamètre ou en remontant l'engin jusqu'au bateau pour minimiser la distance nécessaire à la manœuvre en tournant sur moins de 0,1 NM et rester à proximité des traits les plus productifs [Drew

et al., 2024]. Dans la plupart des cas, le cercle de rotation normal de l'engin est considéré comme plus petit que celui du navire [Drew *et al.*, 2024] (Figure 3-6).

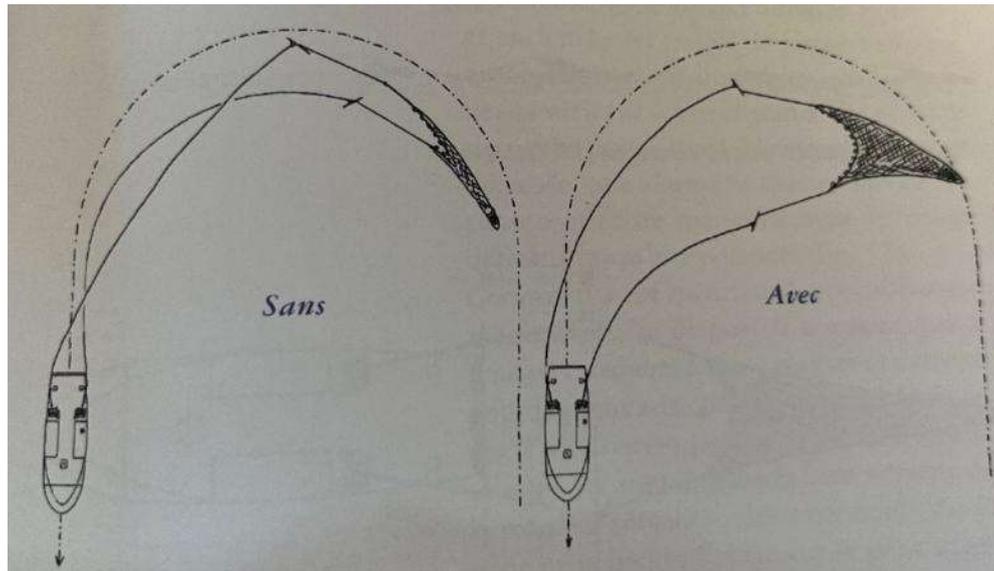


Figure 3-6 : Virage cap pour cap sans (gauche) et avec (droite) treuils à traction constante [George, 2005]

Dans des eaux plus profondes ou avec des courants transversaux et des conditions difficiles, la position de l'équipement peut être décalée d'un côté et donc moins prévisible [Drew *et al.*, 2024].

2.4.2 Mesures de réduction du risque

Une distance minimale de 1,2 km entre éoliennes est normalement admise en Ecosse pour garantir les opérations de sauvetage [Comm. Pers. Scottish Whitefish Producers Association Limited].

Au Royaume-Uni, la distance de sécurité d'une éolienne par rapport à la route de navigation est jugée intolérable si inférieure à 0,5 nm (< 926 m), tolérable si comprise entre 0,5 et 3,5 nm (926–6482 m) et acceptable si supérieure à 3,5 nm (> 6482 m) [Rutkowski et Kubacka, 2023]. Le groupe de travail britannique NOREL estime qu'il faudrait laisser 2 nm entre une voie de navigation et la limite d'un parc éolien [NYSERDA, 2022]. Lorsqu'une voie de navigation est située entre deux parcs éoliens, la distance minimale doit être une zone tampon de 2 nm à bâbord, six longueurs de bateau pour la navigation et une zone tampon de 2 nm à tribord [NYSERDA, 2022]. Les Pays-Bas suggèrent six longueurs de bateau pour tourner et une zone tampon de sécurité de 500 mètres à partir du bord d'une voie de navigation [NYSERDA, 2022].

Avec des éoliennes de plus en plus grandes et donc plus espacées les unes des autres pour limiter l'effet de sillage, les futurs parcs éoliens devraient présenter une densité inférieure à 3,5 MW/km² de capacité installée, ce qui devrait permettre davantage de configurations facilitant la pêche comme des couloirs [ABPmer, 2002]. L'étude sur les voies d'accès aux ports du Massachusetts et de Rhode Island a conclu que les éoliennes devraient être positionnées selon des grilles uniformes, de préférence avec un minimum de trois voies de transit orientées différemment, mais la recommandation de grilles uniformes n'a pas toujours été approuvée par l'industrie de la pêche (au cas par cas en fonction des projets) [NYSERDA, 2022].

On notera que l'aménagement de couloirs doit généralement être accompagné d'un schéma de raccordement limitant le risque de croche dans ces couloirs, comme sur le parc éolien en mer de Fécamp (Figure 3-7).

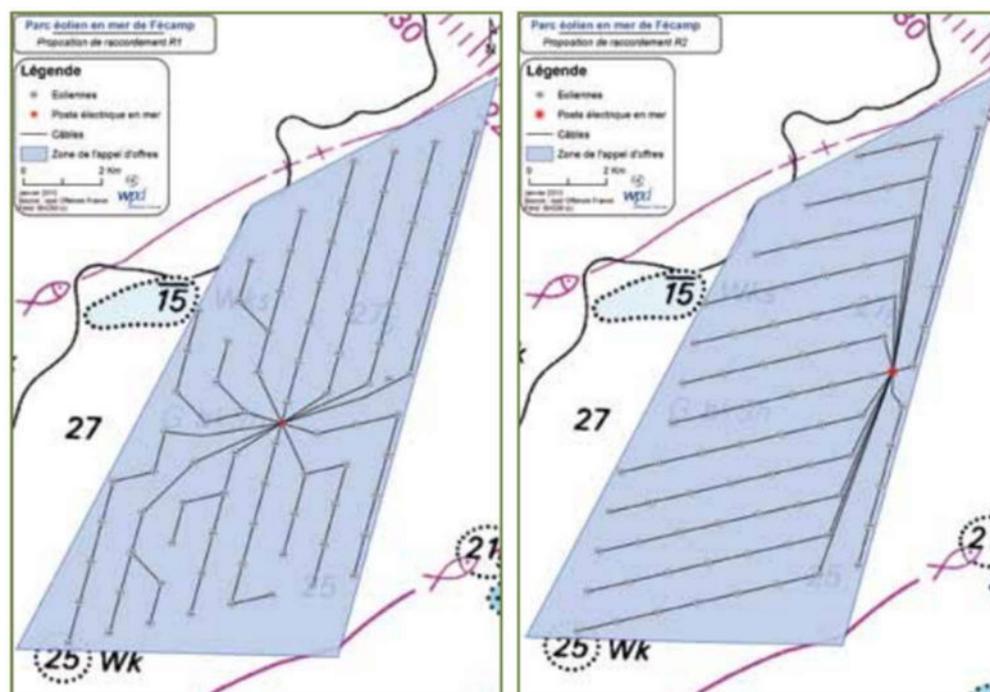


Figure 3-7 : Deux configurations de raccordement pour le projet éolien en mer de Fécamp, une configuration optimisée ramifiée (à gauche) et une configuration permettant l'usage des couloirs en radial (à droite) [https://parc-eolien-en-mer-de-fecamp.fr/wp-content/uploads/2013/09/Fecamp_DMO.pdf]

3. Revue réglementaire et retour d'expérience de cohabitation entre la pêche et l'éolien

3.1 Contexte global de la pratique de la pêche au sein des parcs

Le droit des États de réglementer les activités de pêche et d'aquaculture dans et autour des parcs éoliens offshore découle de la Convention des Nations Unies sur le Droit de la Mer (CNUDM), qui leur confère le droit de revendiquer une mer territoriale de 12 milles nautiques (nm) et une zone économique exclusive de 200 nm.

Un État côtier jouit d'une **pleine souveraineté sur sa mer territoriale** et peut adopter des lois et des réglementations sur les activités qui y sont menées, notamment la pêche, l'aquaculture, les parcs éoliens, la navigation et les zones de sécurité autour des parcs éoliens offshore et d'autres structures offshore.

Au sein de sa ZEE, un État côtier dispose également de « droits souverains », ce qui signifie qu'il peut adopter des lois et des réglementations similaires pour mettre en place des zones de sécurité autour des parcs éoliens offshore et d'autres structures offshore à condition de respecter les dispositions suivantes :

- La notification de ces aménagements, ainsi que l'obligation d'entretien, de signalisation et de démantèlement (art. 60.3) ;
- La mise en place de zones de sécurité réglementées pour la navigation maritime et de « dimension raisonnable » autour des installations et ouvrages (art. 60.4) ;
- Une largeur maximale de 500 m des zones de sécurité mesurée à partir de chaque point de leur bord extérieur (art. 60.5). Cette règle peut faire l'objet de dérogations en vertu d'autres normes internationales pertinentes et elle n'exclue par l'obligation de respecter les voies de navigation essentielles à la circulation internationale.

Les activités de pêche dans les eaux européennes sont soumises aux règles de la politique commune de la pêche, à la législation environnementale de l'UE et au cadre général de la planification de l'espace maritime. Néanmoins, la législation de l'UE ne traite pas spécifiquement de la pêche dans et autour des parcs éoliens. Par conséquent, chaque État membre est libre d'adopter sa propre législation spécifique sur les zones de sécurité autour des infrastructures éoliennes et il n'existe pas d'approche commune sur ce sujet [European Commission, 2021].

Un document récent publié [Bonsu *et al.*, 2024] fait un état des lieux assez précis des pratiques actuelles de cohabitation pêche - éolien et des conditions favorables dans les parcs de mer du Nord. Il apporte une analyse des réglementations sur les distances de sécurité, les restrictions et autorisations, l'évaluation d'impact, les compensations et les assurances. Les recherches ont été effectuées entre juin 2022 et mars 2023 et peuvent être considérées à jour à date. Elles ont été menées en s'appuyant sur la littérature grise, les textes juridiques et réglementaires sur les sites Web et les référentiels de données gouvernementaux, organisationnels et institutionnels de sept pays de la mer du Nord (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, Belgique, Suède, Danemark et Norvège) et sur la base d'informations d'experts des différents pays.

Les résultats montrent qu'en phase d'exploitation des parcs, les distances de sécurité varient considérablement, depuis l'absence de zones de sécurité définies jusqu'à des zones de sécurité allant jusqu'à 500 m. Les pays appliquent des réglementations différentes pour définir les restrictions de

pêche et autorisations relatives aux engins de pêche, à la longueur des navires et aux règles de passage.

Les principaux pays ayant installé des éoliennes sur leurs côtes sont en mer du Nord : l'Allemagne, le Royaume-Uni, le Danemark, les Pays-Bas et la Belgique.

3.1.1 La Belgique

Au sein de son premier Plan d'aménagement des espaces marins (2014-2016), une zone de 238 km² le long de la frontière avec les Pays-Bas a été retenue pour le développement des énergies renouvelables (Figure 3-1). Aujourd'hui, 9 parcs éoliens regroupant 399 éoliennes et représentant une capacité totale de plus de 2 200 MW y sont en exploitation. La navigation ainsi que les activités touristiques et récréatives sont interdites dans une zone de sécurité (500 mètres) autour des parcs, dès lors la pêche y est interdite. De plus, des distances de sécurité distinctes autour des câbles d'exportation s'appliquent, mettant souvent en place des zones tampons allant jusqu'à 200 m de chaque côté des câbles. Les développeurs des parcs de C-Power, Northwind et Belwind & Nobelwind ont recensé un total de 68 « intrusions » par des navires de pêche entre 2012 et 2017 [De Backer *et al.*, 2019].

Dans son deuxième plan, le Plan de l'Espace Marin belge pour la période 2020-2026 (Arrêté Royal MSP-2020), une zone supplémentaire de 285 km² dans la mer du Nord belge (à la frontière française), Zone Princesse Elisabeth, a été définie pour être destinée à la construction et l'exploitation d'installations de production, de stockage et de transport d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Elle comprend trois zones : Noordhinder Nord (zone 2), Noordhinder Sud (zone 3) et Fairybank (zone 4).



* A : Première zone éolienne offshore entièrement opérationnelle en Belgique (2,2 GW)

* B: Deuxième zone d'énergie éolienne en mer, la zone Princess Elisabeth, où l'on prévoit d'installer jusqu'à 3,5 GW d'éoliennes en mer.

Figure 3-1 : Localisation des zones dédiées à l'exploitation des énergies renouvelables dans les eaux Belges [<https://www.belgianoffshoreplatform.be/fr/production/>]

Le développement de trois nouveaux parcs éoliens devrait porter la capacité de la production offshore à 5,8 GW. Le Plan de l'Espace Marin belge autorise la pêche aux engins dormants dans la zone de Princesse Elisabeth.

3.1.2 Les Pays-Bas

Il existe actuellement 9 parcs éoliens opérationnels dans les eaux néerlandaises. Le parc éolien en mer Hollandse Kust Zuid est le plus puissant au monde avec ses 139 éoliennes de 11 MW installées entre 18 et 36 km de la côte au large d'Amsterdam. Avec l'ouverture de ce parc en 2023, les objectifs de la feuille de route de l'énergie éolienne offshore (4,7 GW d'éoliennes offshore installées) ont été atteints.

Le cadre réglementaire hollandais interdit la navigation et la pratique de la pêche à l'intérieur des fermes éoliennes. Néanmoins, en réponse à la contestation du secteur de la pêche professionnelle contre la multiplication des concessions offshore, une réglementation est en cours pour mettre en place une pêche aux engins dormants dans les parcs à l'exclusion d'une zone de sécurité de 250 mètres autour des turbines et de part et d'autre des câbles d'interconnexion.

Une initiative notable dans ce sens est l'introduction du "handreiking gebiedspaspoort" (guide du passeport de zone) pour les parcs éoliens de Borssele, Hollandse Kust Zuid et Hollandse Kust Noord pour lesquels il a été décidé d'ouvrir à un usage partagé dans la perspective d'une utilisation multiple de l'espace. Le premier pour lequel un tel guide passeport est rédigé est le parc éolien de Borssele. Dans ce parc éolien, seul le site 2 (en bleu foncé Figure 3-2) est désigné pour autoriser une pêche passive (y compris paniers de crabes et homards). En effet, il a été identifié sur ce site des opportunités de pêche en raison de la présence de bancs de sable peu profonds et d'une distance relativement courte des ports les plus proches (même si la distance du parc par rapport à la côte laisse penser que la petite pêche ne sera pas en mesure d'atteindre ces zones d'exploitation). Les techniques de pêche autorisées à l'intérieur du site 2 sont encore à étudier.

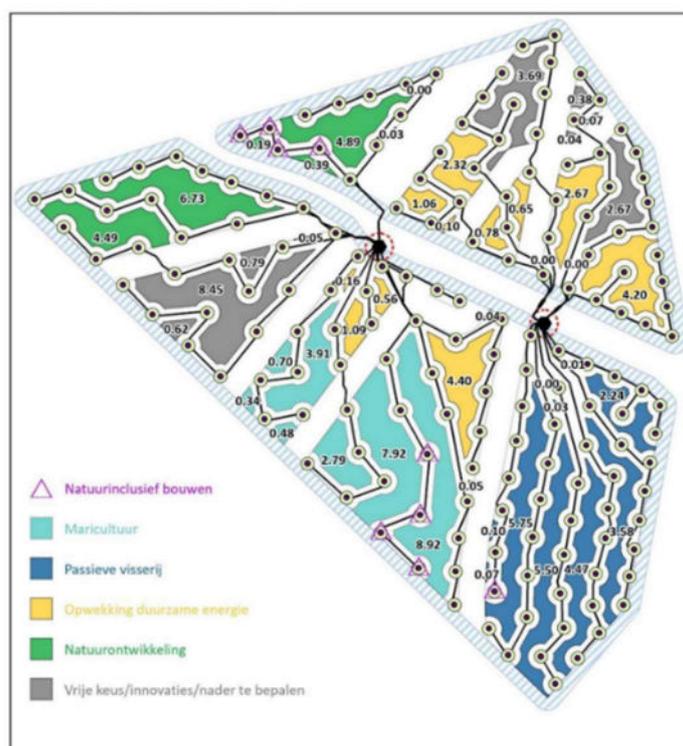


Figure 3-2 : Carte de zonage des zones privilégiées pour de l'usage partagé dans la zone éolienne de Borssele [Handreiking gebiedspaspoort Borssele]

A noter que le gouvernement néerlandais a annoncé le doublement des prévisions de production d'énergie éolienne offshore aux Pays-Bas d'ici à 2030, en partie grâce à la définition de trois nouvelles zones en mer du Nord où seront construits des parcs éoliens offshore.

3.1.3 L'Allemagne

Selon Deutsche Windguard, au 31 décembre 2023, 1 566 éoliennes étaient installées en mer dans les eaux allemandes pour une puissance cumulée de 8 500 MW. Ces éoliennes sont réparties entre la Mer du Nord et la mer Baltique.

Le cadre juridique en vigueur était jusqu'à la révision du plan d'aménagement du territoire maritime entré en application en 2021 excessivement restrictif puisqu'aucune forme d'activité de pêche n'était autorisée à l'intérieur des champs éoliens avec les conditions suivantes :

- Zone de sécurité de 500 m autour de la limite extérieure du parc éolien ;
- Toute activité de pêche est interdite seuls les navires de moins de 24m ont un droit de passage dans les concessions, soumis à autorisation spéciale de l'administration des transports, assortie de conditions supplémentaires liée aux conditions météorologiques et à la diminution de la vitesse.

Le plan d'aménagement du territoire maritime allemand définit pour chaque usage des « zones prioritaires » par rapport aux autres groupes d'utilisateurs [Schupp *et al.*, 2021]. Du fait de règles de sécurité strictes, les zones prioritaires pour les parcs éoliens offshore constituent, pour la plupart, des zones d'exclusion pour tout autre utilisateur, y compris la pêche commerciale.

Une série d'études allemandes menées depuis 2000 proposent des solutions pour des concepts à usages multiples dans les parcs éoliens (aquaculture et pêche). La révision du plan d'aménagement entré en vigueur en 2021 devrait dorénavant permettre une pratique des arts dormants à l'exception d'une zone de sécurité de 150 mètres autour des éoliennes [Bonsu *et al.*, 2024]. Le développement des parcs éoliens maritimes constitue l'une des priorités en Allemagne pour promouvoir les énergies renouvelables. Le gouvernement allemand souhaite que d'ici 2030, 30 gigawatts (GW) de capacité éolienne offshore soient installés. Pour atteindre cet objectif il faudrait, dans les sept prochaines années, mettre en service presque 22 GW.

3.1.4 Le Danemark

Le Danemark a plus de 25 ans d'expérience dans le domaine des énergies marines renouvelables. Le manque de surfaces terrestres allié à des eaux peu profondes ont encouragé les pouvoirs publics vers le développement des fermes éoliennes en mer. Les 11 parcs éoliens offshore actuellement en exploitation totalisent plus de 600 éoliennes et portent la puissance cumulée à 2 469 MW fin 2023 (Figure 4-3).



Figure 3-3 : Parcs danois existants (bleu foncé), en cours de développement (bleu clair) et annoncés (orange).

Le Maritime Spatial Plan (MSP) développé par l’Autorité maritime danoise, sert à coordonner les multiples usages de l’espace maritime Danois. Il détermine jusqu’à l’horizon 2030, les types d’activités allouées dans les eaux Danoises parmi notamment l’énergie offshore, la navigation, la pêche, l’aquaculture, le minage sous-marin et la protection de l’environnement. Il prévoit notamment la possibilité au sein des zones identifiées pour une activité en particulier, que les usages autres de la mer qui prenaient place avant l’élaboration du plan puissent se poursuivre. Les permis d’autorisation des usages sont délivrés après une concertation avec les ministères responsables des usages en question, à l’issue d’une évaluation détaillée des possibilités de co-usages.

Le Danemark se positionne donc dans une logique de cas par cas mais entend favoriser la cohabitation pêche - éolien. Le développeur peut autoriser la pêche après négociation d’accords individuels. Les parcs sont ouverts au transit pour les navires d’une longueur maximale de 24 m pendant la journée, avec le système VHF et AIS opérationnel et activé. Des zones de sécurité de 50 m sont établies autour des turbines et de 500 m autour des postes de transformation offshore restent en place. La pêche aux arts dormants peut être autorisée, mais est exclue 200 mètres autour du câble d’export du fait de la loi danoise sur la pêche qui précise les zones de protection des câbles. Les représentants des pêcheurs professionnels sont en dialogue avec le gouvernement pour pouvoir modifier cette distance d’exclusion autour des câbles. Cette même loi prévoit également une compensation financière pour les pêcheurs perdant leur revenu à cause du parc éolien. Dans les faits, c’est cette approche de compensation plutôt que de réduction des impacts qui a été préférée jusqu’à présent dans la plupart des cas, à l’exception du câble d’export de Horns Rev 2 notamment sur lequel les trainants sont autorisés.

Dans le cas de nouveaux parcs éoliens offshore, la création d’un corridor est envisagée pour permettre aux navires d’une longueur maximale de 45 m de les traverser [Rutkowski et Kubacka, 2023].

3.1.5 La Norvège

L’ambition du gouvernement norvégien est d’allouer 30 GW à l’éolien offshore d’ici 2040 [Bureau du Premier ministre, 2023]. Il s’agit d’un objectif ambitieux, sachant que la Norvège n’a pas encore vu son premier parc éolien offshore commercial en exploitation outre que le parc flottant de Hywind Tampen constitué de 11 turbines de 8,6 mégawatts chacune.

La Norvège a jusqu'à présent adopté une position selon laquelle elle ne souhaite pas autoriser la pêche dans les zones dotées de parcs éoliens. La zone d'exclusion sur la zone de câbles peut aller jusqu'à 500 mètres. 500 mètres d'exclusion sont également en place autour de chaque éolienne flottante.

Pour tous les nouveaux projets éoliens offshore, le gouvernement norvégien a placé le principe de coexistence avec la pêche et d'autres secteurs maritimes comme condition préalable au succès des demandes de parcs éoliens offshore. Les critères d'attribution pour le posé sont basés sur le prix uniquement. Pour le flottant, ils incluent le développement technologique [Nordic Energy Research, 2023]. La coexistence est mentionnée dans les critères (Sameksistens i pkt. 3B), mais sans conditions précises de mise en application. Néanmoins, le gouvernement norvégien exige que les développeurs d'énergie éolienne offshore planifient l'utilisation conjointe et la coexistence de nouveaux parcs éoliens avec les pêcheries existantes.

Des zones de sécurité et des restrictions d'activité empêcheront l'activité de pêche, mais l'étendue des restrictions n'a pas encore été clarifiée. Des lignes directrices devraient être élaborées pour résoudre ces problèmes, auxquelles les promoteurs et l'industrie de la pêche participent activement.

Le projet Southern North Sea II (Sørlige Nordsjø II) du développeur Ventyr dont la mise en service est prévue en 2031 envisage un layout de 88 éoliennes de 17 MW. Les attentes de la pêche professionnelle portent sur la mise en place d'un couloir de passage entre deux zones de pêche au lançon (chalut démersal et pélagique) [Fiskebat, 2023].

En résumé, les États membres de l'UE ont adopté différentes approches concernant la pêche à l'intérieur et autour des parcs éoliens offshore. A l'heure actuelle, le chalutage n'est pas autorisé dans les parcs éoliens existants et la probabilité qu'il le soit dans les futurs parcs éoliens semble faible. La pêche aux arts dormants quant à elle est limitée à des contextes expérimentaux et à des conditions spécifiques.

Les discussions sur la cohabitation des pêcheries avec l'éolien prennent désormais de l'importance, mais les cas d'étude concernant leur mise en œuvre sont encore rares. Pour les parcs éoliens actuellement opérationnels ou prévus d'ici 2030, des lignes directrices et des réglementations, notamment en matière de sécurité et de navigation, sont nécessaires de toute urgence. Ceci est important pour réglementer les pratiques de pêche, garantir la sécurité et renforcer la confiance des promoteurs et des pêcheurs. La possibilité de restreindre la pêche à certains types de techniques, en utilisant des engins passifs, est envisagée ou potentiellement prévue en Belgique et aux Pays-Bas.

Des mesures de cohabitation seront particulièrement importantes à mettre en place pour le Royaume-Uni, l'Allemagne et les Pays-Bas, où sont observés des efforts de pêche significatifs dans les zones propices à l'implantation de parcs actuelles et à moyen terme. Dans les mêmes pays, de vastes parcs devraient être développées d'ici 2030, soulignant la nécessité d'une cohabitation.

3.1.6 Le Royaume-Uni

Depuis 2000, le Royaume-Uni a installé 2 610 turbines portant la puissance installée de son parc éolien maritime à 14 751 MW. Des plans maritimes sont en place dans les eaux adjacentes de l'UE pour développer 450 GW d'énergie à partir d'énergies renouvelables d'ici 2050 afin d'atteindre les objectifs de neutralité carbone.

Les zones identifiées au sein des documents de planification britanniques n'ont pas obligatoirement vocation à être développées. Le Royaume-Uni a en effet opté pour une procédure de type « porte ouverte » à l'occasion de « rounds » successifs d'attribution de projets. Il y a eu, jusqu'à présent, 4 rounds d'attribution. Durant cette procédure, les développeurs peuvent proposer leur propre zone à

l'intérieur d'un périmètre défini par les autorités (Crown Estate). Dans le cadre de la quatrième série d'attribution (Offshore Wind Leasing Round 4, 2023), quatre macro-zones dédiées aux énergies marines renouvelables ont été identifiées au sein desquelles 6 projets d'éolien en mer ont été définitivement actés en janvier 2023.

La pêche est généralement permise au sein des parcs éolien en mer anglais et ceci même pour la pratique des engins de pêche traînant. Le Royaume-Uni n'a pas réglementé de zones de sécurité autour des installations mais le développeur peut demander une zone de sécurité ou d'exclusion de 50 mètres autour de chaque turbine. A noter qu'en Suède, le cas est similaire.

Néanmoins, l'expérience du Royaume-Uni suggère que les pêcheurs sont prudents lorsqu'ils utilisent des engins de pêche actifs dans les parcs éoliens offshore. Il a été rapporté ainsi que l'effort de pêche était réduit autour des parcs éoliens opérationnels en raison des risques de croche des engins traînants sur le fond et de collision des navires avec les monopieux, mais la quantification de cet effet n'est pas précisée dans la littérature. Ainsi dans les faits, la pêche qui a actuellement lieu dans les parcs éoliens est une pêche au casier principalement pour capturer le crabe et le homard. Les bateaux ont une taille bien souvent inférieure à 10 mètres.

En outre, la pêche au-dessus des câbles n'est pas interdite, mais si un câble est endommagé (volontairement ou par négligence), un pêcheur peut être exposé à des poursuites pénales de la part des autorités britanniques et/ou à une action civile en dommages et intérêts intentée par le propriétaire du câble.

3.1.7 Les Etats-Unis

Les États-Unis ne disposent actuellement d'aucun parc éolien commercial à grande échelle. En 2023, la puissance installée n'est toujours que de 42 MW, le principal parc étant celui de de Block Island (Rhode Island). Le gouvernement s'est fixé un objectif de 30 GW d'éolien en mer d'ici 2030. Un total de 11,5 GW est attendu sur cinq ans. Une trentaine de projets sont actuellement en phase d'études. Les lois fédérales et étatiques autorisent des restrictions d'activités dans des zones maritimes à des fins de sécurité de la navigation, de gestion des pêches, ou à des fins de conservation [Webster et Porter, 2020].

La Garde côtière des États-Unis (USCG) a le pouvoir de réglementer les activités maritimes à des fins de sécurité et de navigation et peut établir une zone de sécurité ou une zone de navigation réglementée à moins de 12 milles nautiques des côtes. Mais, à l'heure actuelle, aucune fermeture ni restriction de pêche n'a été mise en œuvre dans les parcs éoliens [Smythe *et al.*, 2020].

Les parties concernées s'efforcent en effet de faire coexister la pêche et l'éolien offshore et de vastes consultations avec les pêcheurs ont abouti à la réduction des zones éoliennes offshore proposées et à des aménagements dans la disposition et l'espacement des éoliennes. Des rangées droites d'éoliennes organisées en grille sont prévues, pour faciliter le travail des chaluts de fond et des dragues ainsi que la navigation, la recherche et le sauvetage en toute sécurité.

Pour le parc éolien de Rhode Island, le choix a porté sur un espacement de grille d'un mille nautique entre les éoliennes sur une orientation nord-sud-est-ouest plutôt qu'une conception destinée à maximiser la production d'énergie électrique de la zone [Pol et Ford, 2020].

3.1.8 Le Japon

Jusqu'en 2019, cantonné au seul domaine portuaire, le Japon n'avait qu'une capacité éolienne offshore installée de 4,39 MW. Mais, depuis, le nouveau cadre législatif a ouvert l'exploitation dans les eaux territoriales. Dans le cadre de son 6^{ème} Plan stratégique en matière d'énergie, le Japon s'est

fixé pour objectif de porter à 59% la part des filières bas carbone dans son mix électrique en 2030 intégrant 5,7 GW de capacités éoliennes offshore installées.

Les enjeux de cohabitation n’ont pas encore été évalués mais une étude réalisée par Hideaki Obane *et al.*, a permis d’identifier des zones propices au développement de l’énergie éolienne offshore en se basant sur une faible probabilité de conflits avec les parties prenantes, telles que les groupes de pêcheurs, les agents maritimes et les résidents (zones de conflit mineures).

En synthèse, cette revue réglementaire permet de mettre en évidence les pays pour lesquels des pratiques de coactivité pêche-éolien existent et qui peuvent être potentiellement mises à profit dans le cadre de cette étude (Table 4-1).

Table 4-1 : Résumé des pratiques existantes de coactivité (base réglementaire)

	Pratiques existantes de coactivité pêche - éolien
Belgique	
Pays-Bas	√ A titre expérimental
Allemagne	
Danemark	√
Norvège	
Royaume-Uni	√
Etats-Unis	√
Japon	

3.2 Etudes de cas de cohabitation

La cohabitation fait référence à l’idée que les activités (pêche et éolien offshore) puissent exister en même temps et/ou au même endroit [Stelzenmüller *et al.* 2020]. Le concept est celui de deux activités qui sont activement gérées ensemble tout en partageant l’espace en mer [Stelzenmüller *et al.* 2020].

Jusqu’à présent, peu de travaux ont été menés pour comprendre comment la pêche peut être pratiquée dans les parcs éoliens offshore. Seules quelques études ont exploré le potentiel de cohabitation des pêcheries avec les parcs éoliens, en particulier les pêcheries avec engins passifs. Les résultats de ces études sont repris dans les paragraphes suivants.

La Table 4-2 ci-dessous recense les projets de recherche et d’innovation en lien avec les opportunités de multi-usages à l’intérieur des parcs éoliens (avantages du partage des infrastructures d’amarrage et synergies en phase opérationnelle). La plupart des projets porte sur d’autres activités que la pêche et notamment l’aquaculture.

Table4-2 : Recensement (non-exhaustif) des projets de recherche en cours sur le multi-usage.

Projet	Financement	Techno OWF	Pays	Pêche commerciale
European Scalable Offshore Renewable Energy Source (EU-SCORES)	Public		Belgique, Finlande, France, Allemagne, Ireland, Italie, Pays-Bas, Portugal, Suède	Non (éolien, solaire, houle)
Innovative multi-use prototype combining offshore renewable energy and aquaculture in the Atlantic Basin (AquaWind)	Public		France, Espagne, Portugal	Non (aquaculture)
Coastal restoration from Svalbard in the North to Madeira in the South (CLIMAREST)	Public		Bassins Arctique et Atlantique	Non (conservation)
Mareld	Privé		Suède	Non (aquaculture)
Multi-Use in European Seas (MUSES)	Public		Baltique mer du Nord, Méditerranée, mer Noire, Atlantique-Est	Oui

3.2.1 Retour d'expérience de pratique de pêche à l'intérieur de parcs posés

3.2.1.1 Maintien des activités de pêche préexistantes au sein du parc éolien en Baie de Saint-Brieuc

Le parc éolien en Baie de Saint-Brieuc composé de 62 éoliennes pour une puissance totale de près de 500 MW et couvrant une superficie de 75 km², a été mis en service en mai 2024

La zone du parc constitue une zone d'intérêt économique majeure pour la pêche professionnelle des Côtes d'Armor et d'Ille et Vilaine notamment pour la pêcherie de coquille Saint-Jacques à la drague d'octobre à avril. Le maintien de toutes les activités préexistantes de pêche sur la zone du parc constituait ainsi une condition majeure d'acceptabilité du projet par la profession.

Après un long travail de concertation entre les acteurs de l'éolien et de la pêche, des dispositions ont été prises pour permettre le maintien de ces activités :

- un périmètre d'implantation des éoliennes remonté plus nord pour éviter la zone privilégiée de pêche aux arts trainants ;
- une orientation des éoliennes en adéquation avec les principaux courants de marée ;
- l'augmentation de l'espacement entre les éoliennes (1300 mètres au lieu de 1000 initialement prévus) avec la mise en place d'éoliennes plus puissantes ;
- l'ensouillage à 100% des câbles installés ;
- le repositionnement et cartographie des blocs rocheux ;
- des fondations de type jacket ;
- la mise en place d'un cadre spécifique de concertation entre développeur, représentants de la pêche et services de l'Etat.

Un plan de recherche à petite échelle a été mené en 2023 en collaboration avec des pêcheurs professionnels pour tester des méthodes de pêche qui pourraient être adaptées à la pêche au sein des parcs éoliens offshore. L'objectif était d'évaluer si la pêche aux arts dormants dans les parcs éoliens pouvait être pratiquée en toute sécurité. Ces tests ont eu lieu dans le parc éolien offshore Borssele I et II entre avril et octobre. Un total de 35 jours de pêche expérimentale a été réalisé :

- 5 jours d'utilisation de filets maillants de longueur maximale de 500 mètres ;
- 16 jours d'utilisation de 4 types de casiers différents (filières de 210 mètres à 5 casiers) ;
- 4 jours d'utilisation de lignes à main ;
- 10 jours d'utilisation d'un système de jigging mécanique.

Ces engins ont été déployés à partir de trois navires de respectivement 9,95 m de longueur pour la pêche au filet maillant et au casier multi-espèces, 6,5 mètres de longueur pour la pêche à la ligne à main et de 30,51 mètres de longueur pour la pêche au jigging.

Les résultats de cette campagne exploratoire montrent que la pêche aux arts dormants dans les parcs éoliens offshore semble technologiquement réalisable et sûre mais diffère sensiblement des pratiques de pêche actuelles néerlandaises et nécessite donc des cadres réglementaires adaptés tout en sachant qu'elles ne remplaceront pas les pêcheries actuelles.

L'étude n'a pas permis de conclure quant :

- À des niveaux de CPUE des espèces cibles en raison de la disponibilité limitée des données,
- Au calcul de dérive d'engins du fait de l'incertitude des mesures mais il est indiqué qu'aucune dérive notable n'a eu lieu et qu'une distance de sécurité de 450 mètres autour des turbines a été mise en place,
- À un aperçu économique de ce qui est requis pour rentabiliser une pêche commerciale en raison de la nouveauté du terrain de jeu et de l'expérience pratique limitée qui en résulte.

3.2.1.3 Evolution des activités de pêche au sein de parcs éoliens irlandais

En 2016, le Crown Estate a chargé la Fédération nationale des organisations de pêcheurs (NFFO) d'étudier l'impact des parcs éoliens existants dans la mer d'Irlande orientale (Robin Rigg, Walney 1 et 2, Ormonde, Barrow et Burbo Bank) sur la pêche professionnelle et ainsi d'évaluer dans quelles mesures les activités de pêche ont évolué au sein des zones de pêche désormais occupées par des parcs éoliens en exploitation [Grey *et al.*, 2016]. Pour cela, une analyse des données existantes (VMS, débarquements et observations) et des enquêtes auprès d'un échantillon d'une vingtaine de pêcheurs (19 du nord-ouest de l'Angleterre ; 9 d'Irlande du Nord) ont été réalisées.

Malgré le fait que les zones soient autorisées aux activités de pêche, les résultats montrent que celles-ci ont diminué dans les cinq sites de parcs éoliens après leur construction. Un nombre limité de chalutages aurait eu lieu à l'intérieur de certains OWF, dans des zones exemptes de câbles d'interconnexion (réseaux).

Après la construction des parcs éoliens, 74 % des pêcheurs enquêtés ont déclaré avoir considérablement réduit leur effort de pêche dans la zone du parc éolien, 19 % ont déclaré n'avoir que légèrement réduit leur effort de pêche et 7 % n'ont pas changé l'effort de pêche. Des zones de pêche de report ont permis à 44 % des pêcheurs d'Irlande du Nord et à 18 % des pêcheurs locaux de maintenir leurs revenus.

La majorité des pêcheurs ont déclaré que les dangers potentiels à l'intérieur des parcs entraînaient une réduction de l'effort de pêche et de nombreux pêcheurs ont identifié des dangers spécifiques, tels que les croches des engins de chalut sur les câbles, les amas rocheux sur les câbles et la présence de débris au fond, ainsi que le risque de collision avec les turbines en cas de panne moteur. Une autre raison évoquée était le coût financier supplémentaire lié aux dommages sur les filets et des captures plus moins importantes observées notamment sur la crevette.

Les pêcheurs formulent un certain nombre de recommandation qui pourraient encourager la pêche plus près des éoliennes et à l'intérieur du parc éolien :

- Une meilleure cartographie des risques potentiels liés aux fonds marins ;
- La transmission de cartes des fonds marins indiquant l'emplacement précis des dangers potentiels ; L'identification proactive de couloirs propres et sans câbles entre les éoliennes qui pourraient être adapté aux engins mobiles ;
- Un enfouissement plus efficace des câbles sous le fond marin
- Des méthodes de protection des câbles plus compatibles telles que l'utilisation de matelas en béton comme alternative au déversement de pierres ;
- Un ramassage des débris laissés sur les fonds marins suite à la construction d'éoliennes ;
- Une surveillance plus régulière des câbles.

3.2.1.4 Evolution des activités de pêche au sein de parcs éoliens au Royaume-Uni

Une étude a été menée en 2022 au Royaume-Uni [Dunkley *et al.*, 2022] afin d'évaluer l'impact des parcs éoliens sur l'activité de pêche à travers une mesure de l'évolution des efforts de pêche avant, pendant et après la construction de douze parcs éoliens mis en service entre 2015 et 2021. Les parcs sont regroupés trois configurations de layout : 1. Nucléée – turbines construites en un seul bloc compact ; 2. Multinucléée – turbines construites en plusieurs parcelles compactes ; 3. Linéaire – turbines construites sur une seule ligne.

L'analyse porte sur des activités de pêche utilisant des engins remorqués par le fond (chaluts de fond, dragues et sennes démersales), ces activités étant autorisées à l'intérieur et en périphérie des parcs.

Les résultats montrent que le taux de pêche pendant la construction et après la mise en service des parcs est significativement inférieur à celui enregistré dans les zones de contrôle du rectangle CIEM et dans toutes les zones périphériques des parcs (Figure 3-4). Les tendances à la baisse du taux de pêche à l'intérieur des parcs éoliens varient entre les sites. Seul le site de Walney Ext. 4 a connu une augmentation des taux de pêche après que le parc éolien soit devenu opérationnel alors même que la disposition des turbines sur ce site diffère des autres sites étudiés. Plutôt que d'être construites comme une seule parcelle « nucléée », les éoliennes de Walney Extension 4 sont construites en deux parcelles distinctes (c'est-à-dire multinucléées) laissant penser que ce type de configuration laisse plus d'opportunités de pêche à l'intérieur du parc en permettant aux navires de se déplacer et de pêcher sur le site sans entrer dans les rangées de turbines

La construction des réseaux en parcelles distinctes semble permettre aux navires de continuer à pêcher en toute sécurité dans les limites du parc conformément aux taux de pêche de fond sans avoir à naviguer entre les turbines individuelles.

En comparaison, Rampion – un parc éolien au large de la côte sud de l'Angleterre comprenant 116 éoliennes – a connu un déclin brutal de l'activité de pêche trainante. Les bateaux opérant dans cette région étaient également principalement des chalutiers à perche ciblant probablement les poissons plats. Alors que les navires ciblant des espèces similaires dans Walney Extension 4 ont pu continuer à pêcher sur le site en raison de la répartition des turbines, les turbines de Rampion se trouvent dans une seule zone nucléée compacte. Cela signifie donc que les navires doivent naviguer entre les turbines pour pêcher à l'intérieur du site. La forte baisse de l'activité de pêche lors de la construction de Rampion ainsi que la faible reprise de l'effort presque entièrement confiné aux abords du site après la mise en service indiquent que les navires évitent la zone en raison de la présence des turbines.

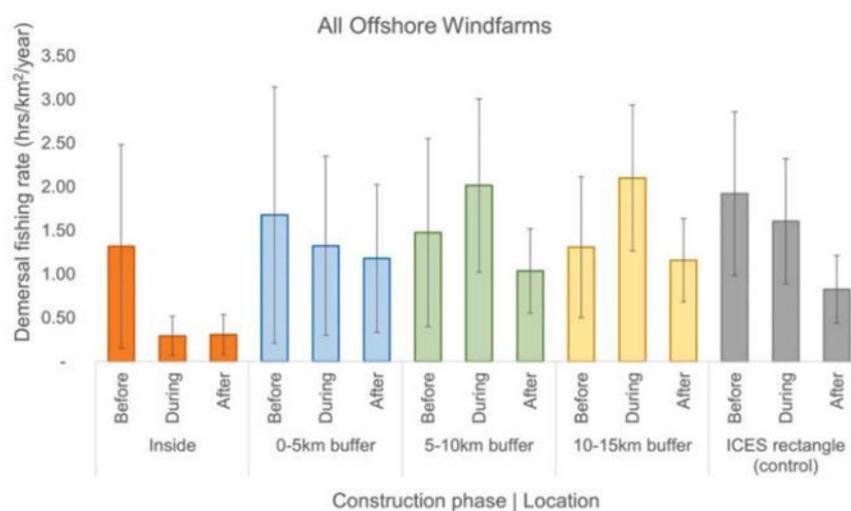


Fig. 2. Taux de pêche moyen des engins remorqués (\pm SE) à l'intérieur des parcs éoliens, dans les zones tampons 0-5 km, 5-10 km et 10-15 km et dans la zone de contrôle CIEM plus large (n = 12).

Figure 3-4 : Evolution de l'activité de pêche globale avant, pendant et après la construction des parcs [Dunkley et al., 2022]

3.2.1.5 Expériences de cohabitation de pêcheries de crabes et de homards (Royaume-Uni)

Afin d'évaluer la faisabilité d'une pêche au crabe et au homard dans les parcs éoliens offshore du Royaume-Uni, des entretiens ont été menés en 2013 avec 67 pêcheurs du sud du Pays de Galles et de l'Est de l'Angleterre [Hooper et al., 2015]. Cette étude rapporte que des activités de pêche au casier sont pratiquées à l'intérieur des parcs sélectionnés pour l'étude (North Norfolk/South Lincolnshire, l'East/North Yorkshire et le sud du Pays de Galles) mais de manière assez limitée dans la mesure où seuls trois pêcheurs enquêtés ont déclaré avoir posé des casiers dans un parc. Au contraire, 44 % des pêcheurs enquêtés qui avaient des parcs au sein de leurs zones de pêche ont déclaré avoir posé des casiers en dehors de ces parcs.

Ce manque d'expérience rapportée de pêche au casier dans les parcs ne relève pas de problème sur l'état des stocks des ressources exploitées mais à des craintes concernant la sécurité, la récupération du matériel, l'assurance et la responsabilité. Les pêcheurs semblent même être plus disposés à cibler et à installer des engins de pêche très près des récifs rocheux naturels et d'autres structures artificielles telles que des épaves que des parcs éoliens. Près de 90 % des pêcheurs interrogés posent leur matériel à moins de 50 m d'un récif ou d'une épave (voire sur la structure directement), mais seuls

42 % de tous les pêcheurs interrogés poseraient leur matériel à moins de 50 m d'une éolienne en raison du risque de collision, de l'incertitude quant à la validité de leur assurance et de l'impossibilité d'utiliser des grappins pour rechercher le matériel perdu (comme ils le feraient en pleine mer) du fait de la présence des câbles. Alors même qu'aucun ne rapporte d'incident de ce type dans un parc. Selon les pêcheurs enquêtés, la distance médiane d'une éolienne à laquelle les caseyeurs installeraient leur matériel serait de 100 m (1 à 2 000 m).

Un exemple de coexistence réussi est le parc de Westermough Rough avec une pêcherie de casiers au homard [APPG, 2021], facilitée par une orientation des éoliennes en ligne droite. Cette configuration « accommodante » est néanmoins purement fortuite, et ne résulte pas d'un processus de concertation avec les pêcheurs professionnels [Com. Pers. National Federation of Fishermen's Organisations].

Ces exemples montrent qu'une bonne coopération lors des processus de planification conduit à une des cohabitations réussies entre pêcherie (en particulier celles utilisant des engins dormants) et parcs éoliens. Mais leur mise en œuvre dépend également des caractéristiques spécifiques du site et de l'approche de gestion intégrée en vigueur au niveau national. Et, malgré l'ouverture de zone à la pratique de la pêche, les pêcheurs restent prudents quant à la fréquentation de ces zones en raison de problèmes de sécurité, de légalité et d'assurance.

3.2.2 Retour d'expérience de pratique de pêche à l'intérieur de parcs flottants

L'éolien offshore flottant présente un plus grand risque de conflit avec la pêche commerciale que l'éolien offshore posé en raison de la présence d'infrastructures sous-marines telles que les lignes d'ancrage, les câbles dynamiques et les ancres, qui ont généralement une empreinte spatiale plus importante que les éoliennes posées. La présence de ces infrastructures sous-marines augmente le risque d'accrochage des engins de pêche, ce qui suscite les inquiétudes des pêcheurs en matière de sécurité.

Nous recensons dans les paragraphes suivants les pratiques de pêche dans les parcs éoliens flottants commerciaux ou pilote en cours d'exploitation :

3.2.2.1 Cas du parc écossais de Kincardine

Situé à 17 km des côtes dans le nord de la mer du Nord, le parc éolien de 50 MW comprend 5 turbines et couvre une superficie d'environ 24 km². Des engins dormants ont été déployés par un petit nombre de navires, mais les pêcheurs n'y travaillent pas dans des conditions météorologiques défavorables pour éviter le risque d'enchevêtrement si l'engin devait se déplacer [Comm. Pers. Scottish Whitefish Producers Association Limited].

3.2.2.2 Cas du parc de Hywind Tampen (Norvège)

Le parc comprend 11 éoliennes flottantes implantées sur des structures en béton et ancrées au fond marin par trois lignes d'ancrage. Chacune des lignes d'ancrage s'étend sur environ 900 mètres de l'installation. Au total, le parc éolien occupe une superficie d'environ 11km² (superficie) et environ 22,5 km² sur le fond (y compris le système d'ancrage).

Plusieurs pêcheries sont en activité dans la Région et pratiquent la senne et le chalut pélagique pour capturer le hareng et le cabillaud et le chalut de fond et le filet à lieu noir et merlan. Malgré tout, les pêcheurs ont été peu entendus lors du processus d'octroi de licence du parc. Ils avaient notamment demandé que l'alignement des éoliennes suive la bathymétrie et soit déplacée plus au nord, afin d'éviter tout conflit avec les intérêts de la pêche.

Aujourd'hui, il est interdit de pêcher et de circuler à moins de 500 mètres autour du parc.

Une enquête sur les connaissances et les expériences existantes sur les effets et les conséquences de l'implantation de l'énergie éolienne offshore pour l'industrie de la pêche norvégienne [Utne Palm *et al.*, 2023] met en évidence que la zone totale inaccessible pour les pêcheurs est beaucoup plus grande que la superficie du parc (zone de sécurité incluse). En effet, lors d'activité de pêche en mars 2023 et du fait de l'orientation du courant dominant, les filets fixés au fond se sont déplacés de plusieurs milles en raison de forts courants et d'un mauvais ancrage dans les sédiments fins du fond (Figure 3-5). Les pêcheurs montrent leur scepticisme quant à la possibilité de pêcher à proximité ou à l'intérieur des parcs éoliens (si cela devient légal), car ils estiment que cela comporte de grands risques et se demandent si leur sécurité sera assurée.



Figure 3-5 : Exemple de dérive d'un filet à proximité du parc de Hywind Tampen [Utne Palm *et al.*, 2023]

3.2.2.3 Cas du parc pilote de Provence Grand Large

Situé à 17 km des côtes méditerranéennes au large du golfe de Fos-sur-Mer, le parc pilote Provence Grand Large est composé de trois éoliennes flottantes d'une puissance 25 MW positionnées sur des flotteurs « à lignes d'ancrage tendues ». Le système d'ancrage est composé de trois lignes d'ancrages réparties à 120 degrés autour du flotteur et relié à chacune des 3 colonnes. La connexion électrique inter-éolienne est assurée par un câble électrique dynamique allant de l'Est vers l'Ouest en utilisant une configuration « lazy wave ».

Au sein et aux abords immédiats du parc, un arrêté préfectoral (n°078/2024) réglemente le déploiement d'engins de pêche. Les conditions fixées sont :

- une zone à moins de 150 mètres autour de chaque éolienne interdite à toute navigation ;
- à l'intérieur des limites périphériques du champ d'éoliennes flottantes, l'utilisation de tout type d'engin de pêche est interdite à l'exclusion des cannes et lignes de traines, et des filets maillants calés (projets d'expérimentations en lien avec le CRPMEM).

Ainsi, les ligneurs et les canneurs peuvent d'ores et déjà y pêcher. En concertation avec les deux comités des pêches de Provence-Alpes-Côte d'Azur (Paca) et d'Occitanie ainsi que la prud'homie de Martigues, il a aussi été décidé une expérimentation pour le filet fixe afin de vérifier la dérive et le

plombage de cet engin et l'impact des cordes plombées des filets sur les câbles électriques. Il s'agit d'une pêche qui se pratique déjà au large pour le merlu et la baudroie. Cette expérimentation sera menée par une sélection de pêcheurs professionnels dont la liste doit être validée par les services de l'État.

3.2.2.4 Cas de la ferme pilote Windfloat Atlantic au Portugal

Cette ferme pilote est composée de 3 turbines de 8,4 MW chacune et est située à environ 20 kilomètres à l'ouest de Viana de Castelo (au nord de Porto) et à moins de 12 milles nautiques des côtes, la profondeur du site varie entre 95 et 100 mètres. Le système d'ancrage est composé de trois lignes d'ancrages réparties à 120 degrés autour du flotteur et relié à chacune des 3 colonnes. La connexion électrique inter-éolienne est assurée par un câble électrique dynamique allant de l'Est vers l'Ouest en utilisant une configuration « lazy wave ».

Le périmètre total de la ferme pilote incluant les ancres, ligne d'ancrages et flotteurs forme un rectangle de dimensions 3,5 x 1,5 km soit 5,25km², la zone de restriction est signalée par des bouées à chaque angle.

La ferme pilote se limitant à une ligne de 3 machines et devant le peu de sollicitation du secteur de la pêche pour aller pêcher dans le parc, et considérant les installations en pleine eau notamment les câbles dynamiques inter-éoliennes et les lignes d'ancrages, la zone du parc n'a pas été ouverte à la pêche.

Une concertation et des discussions avec les pêcheurs s'est néanmoins avéré utile lors de la phase construction afin de prendre en compte leurs activités lors du passage des navires de construction.

3.2.2.5 Cas du parc de Hywind Scotland

Le Direction Maritime du gouvernement écossais a réalisé en 2022 une campagne expérimentale de pêche aux engins dormants au sein du parc éolien offshore flottant Hywind Scotland (Wright *et al.*, 2023). Implanté à 30 km au large de l'Aberdeenshire en Ecosse, ce parc pilote comprend cinq turbines flottantes. Les turbines ont des fondations de type « Spar » et sont situées à environ 1 350 m les unes des autres et fixées au fond marin par un système d'amarrage à trois points utilisant trois ancres à succion par turbine. Les lignes d'amarrage sont libres dans la colonne d'eau et s'étendent jusqu'à environ 700 m - 850 m de la turbine avant de toucher le fond marin. Les turbines sont reliées les unes aux autres par des câbles inter-réseaux partiellement suspendus et qui s'étendent jusqu'à environ 175 m des turbines.

La profondeur de l'eau au sein du parc varie entre 98 et 117 mètres. La direction des vagues vient principalement du nord, les marées se déplacent dans un sens nord-sud. Le fond marin est composé de sable et de gravier à l'exception de quelques zones de rochers dispersés.

L'objectif était d'étudier la bonne mise en œuvre d'opération de pêche, en toute sécurité, au sein du parc. Quatre types d'engins de pêche ont été testés : nasse à poisson (filière de 8 nasses), casier à crabes et casier à crevettes (filières de 20 casiers) et moulinets jiggers électroniques). Trois zones de pêche ont été désignées par le développeur afin de respecter des distances minimales de sécurité (200 mètres autour des éoliennes et 50 mètres autour des infrastructures sous-marines - ancres et lignes d'amarrage et câbles inter-réseaux) par rapport à une zone témoin en dehors du parc (Figure 3-6).

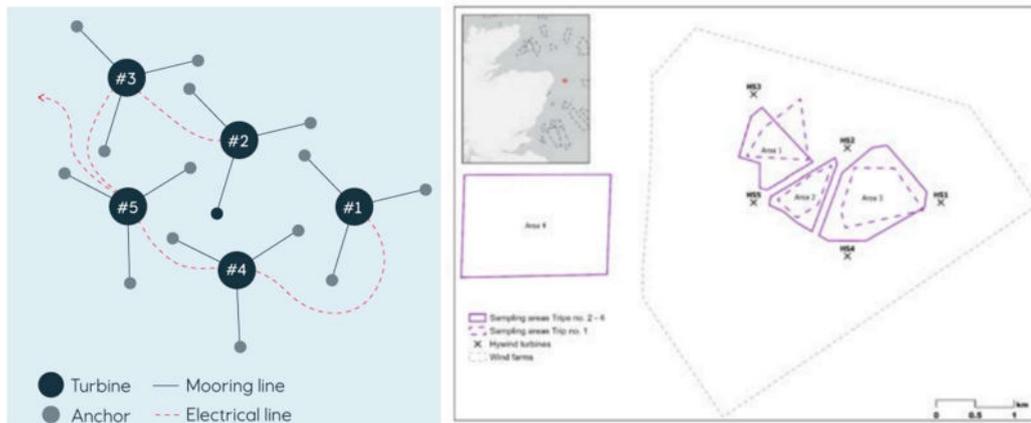


Figure 3-6 : Configuration du parc de Hywind [Equinor] et localisation des zones d'essai [Wright et al., 2023]

La campagne de pêche a été menée par un navire de pêche de 30 mètres sur 5 marées. Les techniques de pêche devaient alterner à chaque marée au sein des zones et l'ordre a été défini en fonction des conditions météorologiques et de marée afin de garantir que les meilleures conditions d'utilisation. Des engins statiques ont été déployés dans les systèmes d'amarrage par un petit nombre de navires, cela dépend évidemment beaucoup des conditions météorologiques, car un enchevêtrement pourrait assez facilement se produire si l'engin devait se déplacer dans des conditions météorologiques défavorables.

Ces tests ont été concluants même si tous les essais n'ont pas pu être menés conformément au protocole initial à cause de mauvaises conditions météorologiques. Néanmoins, tous les engins ont pu être testés et il n'y a eu aucun problème de sécurité, aucun accrochage d'engin ou perte d'engin de pêche. En revanche, l'étude n'a pas permis de mesurer les dérives des engins.

Les rendements d'exploitation n'entraient pas dans le cadre du projet. La pêche aux arts dormants n'étant pas une pratique importante dans la région avant la construction du parc éolien, les taux de capture ne sont pas représentatifs.

L'éolien offshore flottant présente un plus grand risque de conflit avec la pêche commerciale que l'éolien offshore posé en raison de la présence d'infrastructures sous-marines telles que les lignes d'ancrage, les câbles dynamiques et les ancres, qui ont généralement une empreinte spatiale plus importante que les éoliennes posées. La présence de ces infrastructures sous-marines augmente le risque d'accrochage des engins de pêche, ce qui suscite les inquiétudes des pêcheurs en matière de sécurité.

La pêche n'est à l'heure pas pratiquée au sein des parcs éoliens flottants mais les porteurs de projets éoliens en mer sont enclins à tester les possibilités de pêche au sein de ces parcs (qui sont encore pour la plupart des parcs pilotes) sous réserve de pouvoir assurer aux services de l'Etat compétent en sécurité maritime des standards de sécurité en mer.

4. Recherche émergente, solutions hybrides et concepts innovants en cours de développement

4.1 Solutions technologiques innovantes dans l'éolien flottant

4.1.1 Ancres et ancrages partagés

Un défi consiste à réduire les coûts élevés d'investissement liés à la construction et l'installation des structures flottantes et de leurs systèmes d'ancrage. Notamment, les coûts du système d'ancrage deviennent encore plus importants en eaux profondes.

La proximité de nombreuses sous-structures flottantes (e.g. entre 50 et 100 pour un parc de 1GW) offre la possibilité d'envisager des dispositions d'ancrage où les lignes d'ancrage et les ancres pourraient être partagées [Chemineau et al., 2022]. Ces configurations innovantes peuvent être visualisées dans la figure suivante, avec un système catenaire conventionnel pour comparaison.

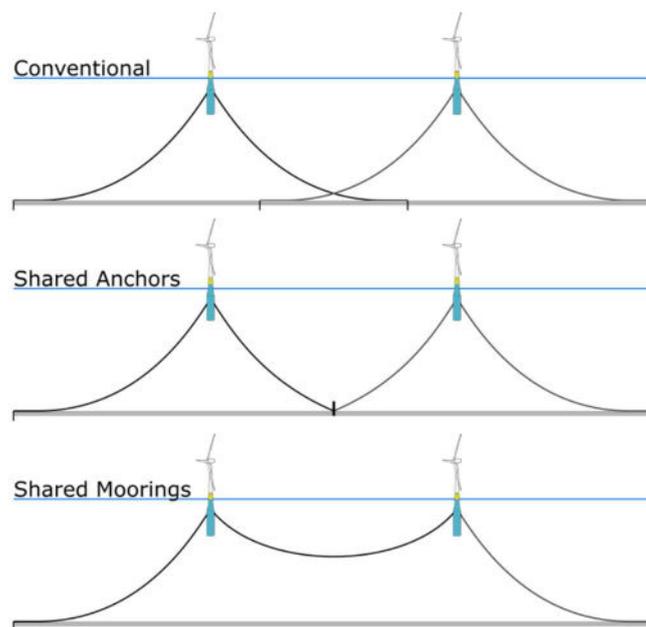


Figure 4-1: Système d'ancrage conventionnel, avec des ancres partagées, et avec des lignes partagées [NREL, 2022]

La figure suivante permet d'illustrer les composants sous l'eau d'un système composé de lignes d'ancrage partagées tout comme des ancres partagées.

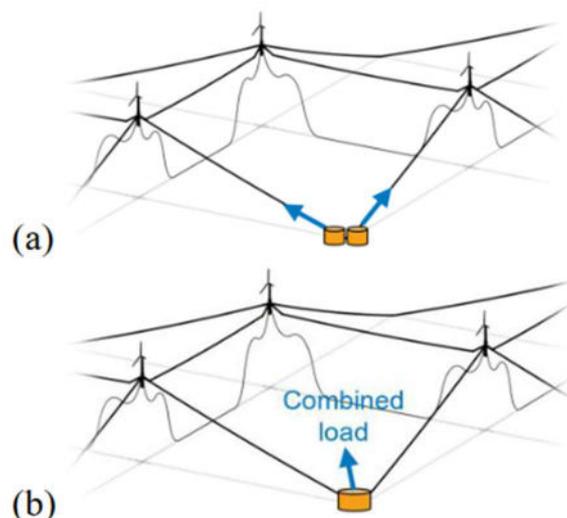


Figure 4-2 : (a) ancres individuelles et (b) remplacement des paires d'ancres par des ancres partagées [Hall et al., 2022]

En termes de niveau de maturité, Hywind Tampen, avec ses 10 flotteurs et 19 ancres, utilise déjà des ancres partagées. Néanmoins, l'application des lignes partagées n'est pas encore utilisée.

4.1.2 Câbles inter-réseaux suspendus

Les câbles inter-réseaux suspendus sont proposés comme une façon de diminuer le coût associé aux infrastructures dédiées à la transmission de l'électricité en mer. Plus de 20 % des coûts d'investissement totaux du projet sont liés à la transmission en mer, au câblage inter-réseaux et au poste électrique en mer. Ces coûts sont encore plus élevés pour les projets d'éoliennes flottantes car ils sont généralement situés plus au large et à de plus grandes profondeurs d'eau [Schnepf et al., 2023].

L'application de câble suspendu peut être visualisée dans la figure suivante.

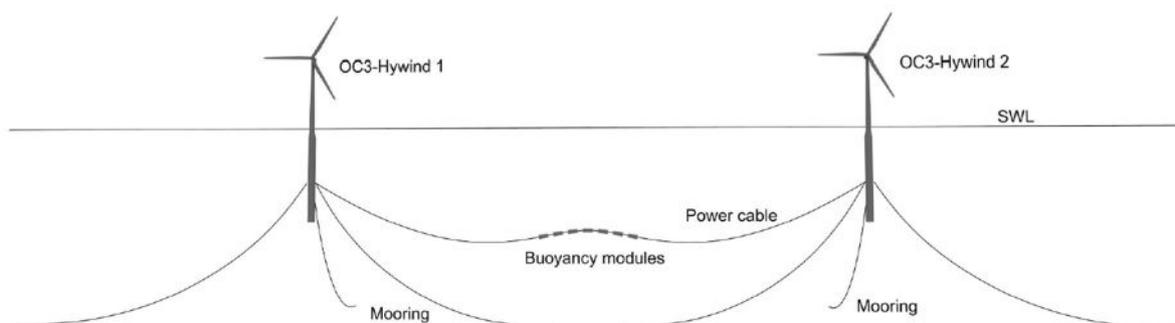


Figure 4-3 : Concept de deux turbines flottantes connectées par un câble inter-réseaux suspendu [Schnepf et al., 2023]

4.1.3 Impact sur la pêche

Les différentes solutions innovantes proposées pourraient impacter la pêche (contraintes, impact négatif) par l'ajout des différents composants flottants entre turbines (lignes d'ancrage et câbles d'alimentation) (Table 5-1).

Table 5-1 : Impacts sur la pêche des solutions éoliennes innovantes

Solution	Ancres partagées	Lignes partagées	Câble inter-réseau suspendu
Impact négatif sur la pêche par rapport à la solution conventionnelle	Faible	Elevé	Elevé
Niveau de maturité de la solution	Moyen	Elevé	Faible

4.2 Projet de développement de techniques de pêche alternatives

4.2.1 Mesures techniques innovantes pour réduire l'impact des engins sur le fond

Un des enjeux à la pêche est de limiter l'impact sur le fond des engins trainants et de réduire de fait les consommations de carburant. Deux voies d'amélioration sont étudiées pour cela :

1) en réduisant la pression de l'engin sur le fond (temps ou surface de contact) :

- panneaux
- bourrelets et lests
- chaîne de grattage et dents de dragues

2) en réduisant la surface travaillée :

- intelligence artificielle
- augmentation de l'efficacité de l'engin (avec encadrement de l'effort global) ou des rendements d'une zone (fermeture temporaire)
- cartographie précise des habitats pour limiter les traits de recherche

Ce type d'innovation peut trouver une application à l'éolien dans la mesure où elle limiterait le risque d'endommager les câbles voire de limiter leur enfouissement. Les principaux projets ou développement récents ou en cours sont récapitulés dans la Table 5-2 ci-dessous :

Table 5-2 : Principaux projets ou développement récents ou en cours d'engins innovants

Engin concerné	Projets ou développeurs	Description de l'innovation
Panneaux de chalut	DEGREE	- Réduction de la surface et du temps de contact avec le fond
Bourrelets et lests	JUMPER	- Allègement des pièces
Chaîne de grattage, dents de drague	BENTHIS REVERSE Semicircular spreading gear (SCSG) Batwing	- Modification du design et du gréement : passage à un gréement semi-pélagique
Panneaux de chalut	CONNECT GAME OF TRAWL Smart Fish (Dk) MLD doors (Dk)	Intelligence artificielle : - optimisation du temps de contact avec le fond - évitement des espèces sensibles
Kites (aéroplanes)	Commercialisation Morgère	Modification du comportement : passage à un gréement semi-pélagique
Alternatives au chalut de fond à panneaux	Wageningen Marine Research BENTHIS JomfruTejn (Dk)	Chalut à sole jet d'eau Chalut électrique Nasse à poissons Casiers à langoustine (modèle suédois)
Alternatives à la drague	SINTEF N-VIRODREDGE Oban Scallop Gear Ltd Skid Fish Tek Marine	Drague hydraulique Drague à dents sur ressort Drague avec un tapis en caoutchouc ou en polypropylène avec une maille carrée découpée en remplacement des anneaux en acier Drague à patins Nasse lumineuse

L'alternative à plus faible impact environnemental n'est cependant pas toujours l'engin au plus faible risque de croche, comme une adaptation du chalut à perche avec aile (Figure 5-4) qui semblerait présenter davantage de risques de croche [Hintzen et Machiels, 2015].

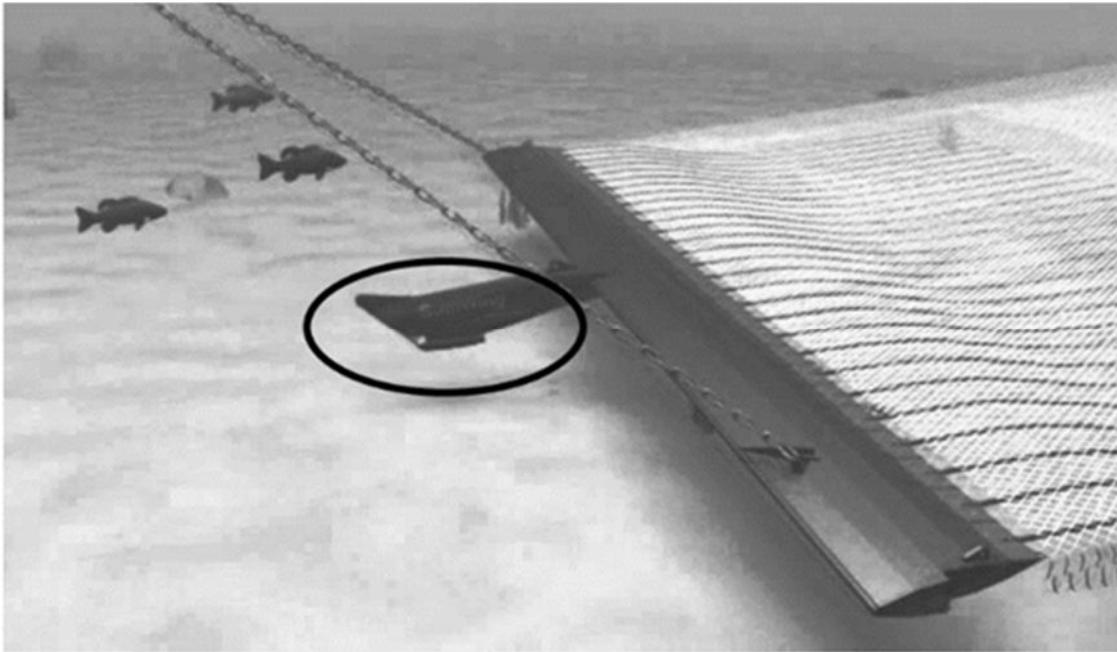


Figure 4-4 : Chalut à perche avec aile Sumwing développé par HFK Engineering (Source : Hintzen et Machiels, 2015)

4.2.2 Mesures techniques innovantes pour faciliter la pêche aux engins dormants

On peut citer le développement de lignes et marqueurs flottants facilitant la récupération des engins passifs [Mahoney, 2005] (Figure 4-5).

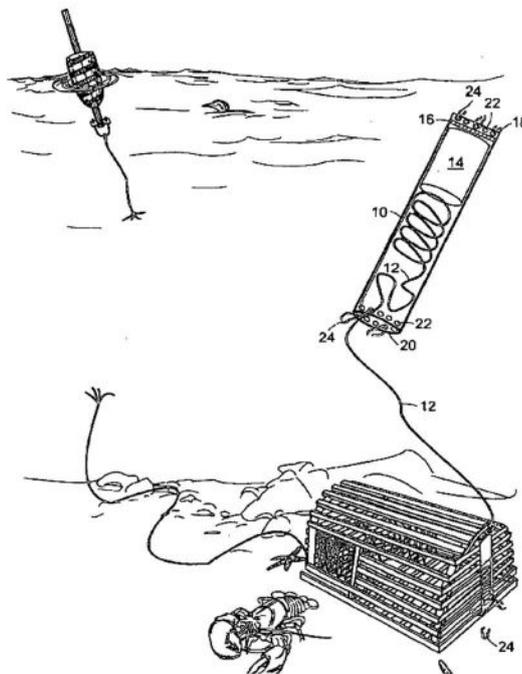


Figure 4-5 : Illustration d'un système de lignes et marqueurs flottants facilitant la récupération des engins passifs [Mahoney, 2005]

Outre la réduction de la longueur des filières pour les engins passifs, des adaptations des engins spécifiquement pour les parcs éoliens ont été étudiées pour réduire le risque de croche et faciliter la pêche à proximité des éoliennes. C'est notamment aux Pays-Bas dans le parc éolien Prinses Amalia où le risque de déploiement de filières de casiers à crabes avec différents types d'ancres Bruce (adaptées aux fonds meubles) incluant une alternative à chaîne a été étudié (Figure 5-6). Les ancres Bruce de 10 kg présentent le risque le plus faible, mais l'étude conclut qu'il convient de limiter la pêche au sein du parc lorsque les conditions de mer deviennent trop défavorables, et suggère comme possible alternative une ancre Rocna (non testée) [Rozemeijer *et al.*, 2022].



Figure 4-6 : Exemple de modification de l'ancre Bruce avec trois câbles métalliques pour limiter le risque de croche [Rozemeijer *et al.*, 2022]

Des solutions techniques d'adaptation d'engins de pêche existent et sont envisageables mais il est nécessaire de se demander dans quelle mesure cela peut être mis en œuvre. Repenser la pêche autour d'un parc éolien offshore est théoriquement une bonne idée, mais dans la pratique, changer les engins de pêche pour les adapter au parc éolien peut s'avérer très difficile. Les engins de pêche ont généralement été développés au fil de nombreuses années et ne peuvent pas être changés du jour au lendemain. La modification des engins devrait donc garantir des méthodes de capture de poissons plus efficaces. Il faudrait pour cela que les zones restreintes deviennent plus productives pour avoir un point de basculement où le changement d'engin devient viable (par exemple, de mobile/mobile adapté à passif).

Néanmoins, cela n'est réglementairement pas toujours possible dans la mesure où les navires ne peuvent pas changer de type d'engin sans modifier l'aménagement du navire et donc sa jauge. Un autre facteur à prendre en compte lors de la modification des engins dans le scénario de pêche favorable est le défi du changement des prises ciblées, qui nécessite une meilleure compréhension des stocks commerciaux et l'accessibilité à des quotas pour ces espèces. Par ailleurs, si tous les navires venaient à changer leur stratégie de pêche pour opérer dans un parc éolien offshore, ils cibleraient tous les mêmes poissons et ceci aurait une répercussion sur les marchés et les prix de vente.

PARTIE 2 : RESULTATS DE L'ETUDE

1. Inventaire des paramètres de l'éolien ayant une incidence sur le maintien des activités de pêche

Ce travail bibliographique a permis d'élaborer la liste des paramètres de l'éolien (choix d'équipement et configuration du parc) pouvant avoir une incidence sur le maintien des activités de pêche. Ces paramètres ainsi que leurs facteurs d'influence (c'est-à-dire les caractéristiques guidant les choix techniques) sont présentés dans le tableau ci-dessous de manière exhaustive :

Paramètre	Facteurs d'influence
Profondeur d'eau	- Choix du site
Type d'éolien : posé / flottant	- Profondeur d'eau
Puissance individuelle de l'éolienne	- Choix du développeur - Liée à la chaîne d'approvisionnement
Forme géométrique du parc (carré, rectangle...)	- Choix du site
Disposition des éoliennes : régulière / irrégulière / optimisée	- Coût actualisé de l'énergie - Taille du site - Ressource de vent au site - Espacement entre turbines
Présence de couloir au sein du parc	- Choix du développeur - Contrainte réglementaire
Espacement entre turbines	- Puissance des turbines (notamment diamètre du rotor) - Type d'ancrage et profondeur d'eau (empreinte des lignes d'ancrage) - Disposition de la ferme et direction du vent associé - Nature du fond et contraintes géophysiques - Coût actualisé de l'énergie
Type de fondation	- Profondeur d'eau - Nature du fond - Coût actualisé de l'énergie - Liée à la chaîne d'approvisionnement (en matériaux, sites de fabrication, navires autoélévateurs) - Exigences en matière de démantèlement et recyclage, et de contenu local - Environnementale (impact de l'installation des fondations, aire du fond marin utilisé)
Configuration du parc par rapport à la connexion au poste électrique en mer	- Coût actualisé de l'énergie - Pentes du sol - Contraintes (patrimoine submergé, autres câbles ou pipelines, munitions non explosées, etc)
Profondeur d'enfouissement des câbles inter-réseaux	- Nature du fond - Risques liés à la navigation, pêche et autres usages - Technique (capacité des outils pour enterrement des câbles) - Si câble suspendu: Type d'éolien (posé / flottant) et profondeur d'eau

Forme de protection des câbles inter-réseaux	<ul style="list-style-type: none"> - Nature du fond - Risques liés à la navigation, pêche et autres usages - Technique (capacité des outils pour enterrement des câbles) - Coût actualisé de l'énergie
Profondeur d'enfouissement des câbles d'exportation	<ul style="list-style-type: none"> - Nature du fond - Risques liés à la navigation, pêche et autres usages - Technique (capacité des outils pour enterrement des câbles)
Forme de protection des câbles d'exportation	<ul style="list-style-type: none"> - Nature du fond - Risques liés à la navigation, pêche et autres usages - Technique (capacité des outils pour enterrement des câbles) - Coût actualisé de l'énergie
Type de flotteur	<ul style="list-style-type: none"> - Profondeur d'eau - Nature du fonds (indirectement) - Coût actualisé de l'énergie - Liée à la chaîne d'approvisionnement (matériel, sites de fabrication, ports) - Exigences en matière de démantèlement et recyclage, et de contenu local
Type d'ancrage (caténaire, semi-tendu, tendu)	<ul style="list-style-type: none"> - Profondeur d'eau - Type de flotteur - Conditions des vagues, courantes et de marées
Niveau de mouvement horizontal maximale du flotteur	<ul style="list-style-type: none"> - Type d'ancrage - Charges environnementales (houle, courant, vent)
Rayon de l'empreinte d'ancrage	<ul style="list-style-type: none"> - Type de flotteur - Profondeur d'eau - Charges environnementales (houle, courant, vent)
Longueur de ligne sur le fond marin	<ul style="list-style-type: none"> - Type d'ancrage - Charges environnementales (houle, courant, vent)
Ancres pour limiter la dérive	<ul style="list-style-type: none"> - Type de flotteur - Nature du fonds
Nombre de points d'amarrage (chaumards) par flotteur	<ul style="list-style-type: none"> - Type de flotteur
Nombre de lignes d'ancrage par point d'amarrage (chaumards)	<ul style="list-style-type: none"> - Charges environnementales (houle, courant, vent) - Chaîne d'approvisionnement - Niveau de risque accepté par le développeur
Matériaux lignes d'ancrage	<ul style="list-style-type: none"> - Charges environnementales (houle, courant, vent) - Coût actualisé de l'énergie - Liée à la chaîne d'approvisionnement (matériel, sites de fabrication)
Configurations dynamiques des câbles inter-réseaux (<i>lazy wave</i>)	<ul style="list-style-type: none"> - Niveau de mouvement horizontal maximale du flotteur - Profondeur d'eau - Charges environnementales (houle, courant, vent)
Ancres et/ou lignes d'ancrage partagées	<ul style="list-style-type: none"> - Type d'ancrage - Coût actualisé de l'énergie - Niveau de risque accepté par le développeur

A partir de cette liste et de notre expertise en interne, seuls les paramètres évalués comme les plus impactant sur le bon déroulement des activités de pêche ont été retenus pour la suite de l'étude.

Cette liste de paramètres sélectionnés comprend :

- Le type d'éolien : posé ou flottant ;
- La disposition des éoliennes entre elles : régulière, irrégulière ou optimisée ;
- La puissance individuelle des éoliennes ;
- La profondeur d'eau du site qui conditionne le rayon d'ancrage (propre à l'éolien flottant) ;
- L'espacement entre les éoliennes et qui est calculé en fonction de la puissance individuelle des turbines ;
- Le type d'ancrage : caténaire, semi-tendu ou tendu (propre à l'éolien flottant) ;
- Le type de flotteur : TLP, barge, semi-sub (propre à l'éolien flottant) ;
- Le rayon de l'empreinte d'ancrage qui est dépendant de la profondeur du site et du type d'ancrage et de flotteur retenus (propre à l'éolien flottant) ;
- La configuration dynamique des câbles inter-réseaux (lazy wave par défaut) (propre à l'éolien flottant).

Ces paramètres ont en effet un impact sur :

1. **l'espacement** entre turbines ;
2. leur **positionnement** les unes par rapport aux autres ;
3. l'étendue des zones **d'exclusion recommandée** en matière de sécurité maritime autour de chacune d'elles et liée à des prescriptions réglementaires, aux contraintes de **câblage inter-réseau** ou **d'ancrage**.

Ces éléments sont jugés déterminants dans **l'emprise spatiale d'un parc et de ses éoliennes** et donc sur la coactivité des navires de pêche (Figure 1-1).

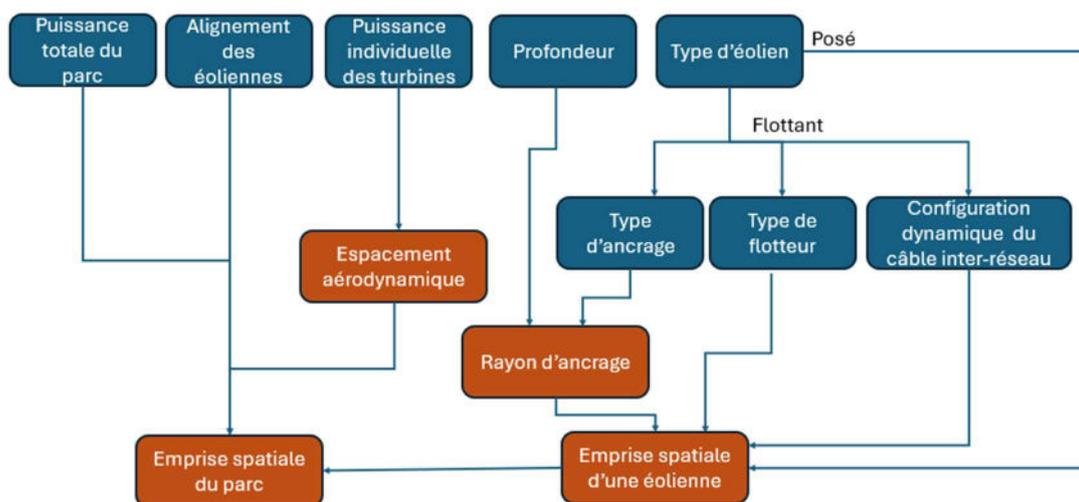


Figure 1-1 - Représentation schématique des facteurs d'impact sélectionnés et leur influence sur les paramètres d'emprise spatiale du parc

A noter en lien avec ces paramètres que certains choix et hypothèses ont été posés pour la suite de l'étude :

- Le **flotteur de type SPAR** n'a pas été retenu car ces structures requièrent des ports très profonds ou des bassins d'eau profonde protégés pour la construction, l'assemblage et l'intégration de la turbine. En plus, le tirant d'eau opérationnel de ce flotteur peut atteindre plus de 100 m pour les capacités étudiées ici, ce qui n'est pas adapté à la région Bretagne.
- L'unique configuration dynamique des câbles inter-réseaux considérée est celle de **type lazy wave** car celle-ci est largement utilisée dans l'industrie offshore. Bien que le *lazy wave* ancré soit également utilisé, à ce stade très précoce, l'hypothèse utilisée pour calculer la longueur de la section dynamique du câble inter-réseaux dans le *lazy wave* est également une bonne approximation de la configuration du *lazy wave* ancré.
- La prise en compte du **type de raccordement des câbles inter-éoliens entre turbines et aussi vers la sous-station**. En effet, même si les degrés d'impact peuvent être importants sur l'existence de couloirs et donc sur la possibilité de pêche, les combinaisons de connexion entre éoliennes peuvent être infinies et donc complexes à intégrer dans un travail de visualisation. A noter que le choix des développeurs tend à se porter sur des configurations ramifiées et optimisées pour une raison de coût économique. Cet élément a néanmoins été mis en avant dans les solutions de dérisquage pouvant être intégrées dans la concertation avec les pêcheurs.
- La **profondeur d'enfouissement ou les formes de protection des câbles** n'ont pas été retenues comme paramètres d'entrée dans la suite de l'étude car jugées trop complexes à visualiser mais celles-ci font partie de solutions de dérisquage.

2. Présentation de la matrice et de l'outil de visualisation COPEOLE

Afin d'évaluer les interactions possibles entre des configurations de parcs éoliens et des activités de pêche, une matrice et un outil de visualisation COPEOLE ont été développés spécifiquement pour l'étude.

Ceux-ci permettent de mettre en évidence des interactions pour différents choix de scénarios en sélectionnant plusieurs jeux de données d'entrée. Ces interactions sont évaluées grâce aux calculs d'emprise spatiale de parcs éoliens et d'engins de pêche. Les scénarios sont basés sur des données publiques et sur l'état actuel des connaissances.

La matrice et l'outil de visualisation ont été élaborés en prenant différentes hypothèses de travail tant du côté des paramètres de l'éolien que de ceux de la pêche. Ces hypothèses sont présentées dans les paragraphes suivants.

L'outil COPEOLE est disponible temporairement à l'adresse :

https://owf-peche-bretagne.shinyapps.io/OWF_Demo/

Son manuel d'utilisation est joint en annexe 2.

La matrice Excel est transmise avec ce rapport d'étude.

2.1 Estimation de l’emprise spatiale d’un parc et ses éoliennes

Afin d’estimer l’emprise spatiale d’un parc et ses éoliennes, le calcul a porté sur plusieurs paramètres.

Dans l’outil, 4 hypothèses d’entrée ont été retenues pour la puissance individuelle de l’éolienne :

- 8 MW : turbines déjà installées sur le parc de Saint Briec ;
- 15 MW : puissance attendue pour les parcs en développement ;
- 20 MW : ordre de grandeur des turbines en cours de démonstration ;
- 25 MW : très grande puissance pas encore développée mais proche de la puissance projetée pour le futur parc de Sud Bretagne.

La **distance aérodynamique minimale requise** vise à diminuer les interactions aérodynamiques entre éoliennes d’un parc. En effet, si les éoliennes sont trop proches les unes des autres, l’effet de sillage de celle qui fait face au vent en premier affectera la production d’énergie de celle qui se trouve derrière. Comme indiqué dans la section 1.2.4.2, cet espacement est calculé à partir du diamètre du rotor (et donc de la puissance individuelle de l’éolienne), du type de disposition des éoliennes (régulier, irrégulier, optimisé), et de la direction du vent (car l’effet de sillage est plus important dans la direction parallèle au vent). Pour simplifier la modélisation dans l’outil, cet espacement minimal comme 6 fois le diamètre du rotor – 6 étant un facteur moyen entre ceux utilisés dans les cas d’études. Les diamètres de rotor sont estimés pour chaque puissance de turbine retenue et peuvent être visualisés ci-dessous :

Capacité [MW]	Diamètre du rotor [m]
8	165
15	236
20	280
25	310

Tableau 2-1 – Diamètre de rotor pour les capacités de turbine retenues

Pour l’éolien posé, le facteur aérodynamique est le facteur déterminant de la distance inter-éolienne. Pour le cas éolien flottant, chaque type d’ancrage aura un **rayon d’empreinte d’ancrage** associé (distance entre le centre du flotteur et l’ancre). Le rayon d’empreinte d’ancrage caténaire et semi-tendu est lié à la profondeur d’eau par un facteur de proportionnalité (voir Figure 1-21: Relation entre le rayon d’ancrage et la profondeur de l’eau, basée sur le nombre d’installations existantes [Amaral, 2020] dans la section 1.3.2.1) pour l’évolution du rayon en fonction de la profondeur sur la base des structures offshore installées).

Ces données de calcul de rayon d’empreinte d’ancrage sont reprises et adaptées au cas de la Bretagne. Elles ont été adaptées à partir du retour d’expérience de PENNAVEL et de projets antérieurs dans cette Région (Tableau 2-2 – Rayons d’empreinte d’ancrage pour l’ancrage caténaire Tableau 2-2 et Tableau 2-3).

Type d'ancrage	Profondeur d'eau [m]	Rayon de l'empreinte d'ancrage [m]
Caténaire	=< 90	10 * profondeur d'eau
	>90 et =<110	9 * profondeur d'eau
	>110 et =<130	8 * profondeur d'eau
	>130 et =<160	6 * profondeur d'eau
	>160 et =<200	5 * profondeur d'eau
	>200 et =<500	4 * profondeur d'eau

Tableau 2-2 – Rayons d'empreinte d'ancrage pour l'ancrage caténaire

Type d'ancrage	Profondeur d'eau [m]	Rayon de l'empreinte d'ancrage [m]
Semi-tendu	=< 100	4 * profondeur d'eau
	>100 et =<200	3 * profondeur d'eau
	>200	2 * profondeur d'eau

Tableau 2-3– Rayons d'empreinte d'ancrage pour l'ancrage semi-tendu

Pour un ancrage de type tendu, les lignes d'ancrage sont verticales ou presque verticales. Le rayon d'empreinte d'ancrage est alors considéré comme la moitié de la taille du flotteur TLP. Les différentes tailles de flotteur sont estimées chaque puissance de turbines retenues (Tableau 2-4).

Capacité [MW]	Dimension flotteur TLP [m]
8	65
15	85
20	88
25	96

Tableau 2-4– Rayons d'empreinte d'ancrage pour l'ancrage tendu

En outre, dans un parc flottant, la longueur dynamique du câble inter-réseau vient définir **la zone d'exclusion du câble dynamique inter-réseau**. Comme expliqué dans la Section 1.3.2.2, la partie dynamique d'un câble inter-réseau pour l'éolien flottant prend de l'espace dans la colonne d'eau. La distance entre le point où le câble sort du flotteur et le point où le câble touche le sol est estimée à **deux fois la profondeur d'eau**. (Figure 1-22 de la section 1.3.2.2). Il faut noter que cette valeur est estimative et dépend fortement des conditions environnementales spécifiques à chaque projet.

En résumé, l'outil et la matrice permettent de schématiser l'emprise spatiale d'une éolienne à partir de son **rayon d'empreinte d'ancrage** (qui est fonction de la profondeur d'eau et du type d'ancrage pour le cas flottant), de la taille du flotteur et de la **zone d'exclusion en lien avec la présence du câble inter-réseau**.

La **distance inter-éolienne** ainsi représentée dans l'outil est donc :

- Soit la **distance aérodynamique minimale requise** si l'empreinte spatiale totale (i.e., rayon d'ancrage ou zone d'exclusion du câble dynamique) est plus petite ;

- Soit **l’empreinte spatiale totale** (i.e., rayon d’ancrage ou zone d’exclusion du câble dynamique), si la distance aérodynamique est plus petite.

A noter que dans le cas d’une disposition des éoliennes optimisée, on calcule la distance entre éolienne comme la distance minimale technique requise à laquelle on ajoute un facteur aléatoire augmentant la distance minimale entre 0 et 30%.

La zones **d’exclusion recommandée** en matière de sécurité maritime autour d’une éolienne (Figure 2-1) est alors définie comme le rayon d’emprise majorant (ancrage ou câble) auquel est ajouté une zone tampon de sécurité. Cette distance de sécurité est de 50 mètres par défaut dans la réglementation, mais elle peut être modifiée par l’utilisateur dans l’outil de visualisation.

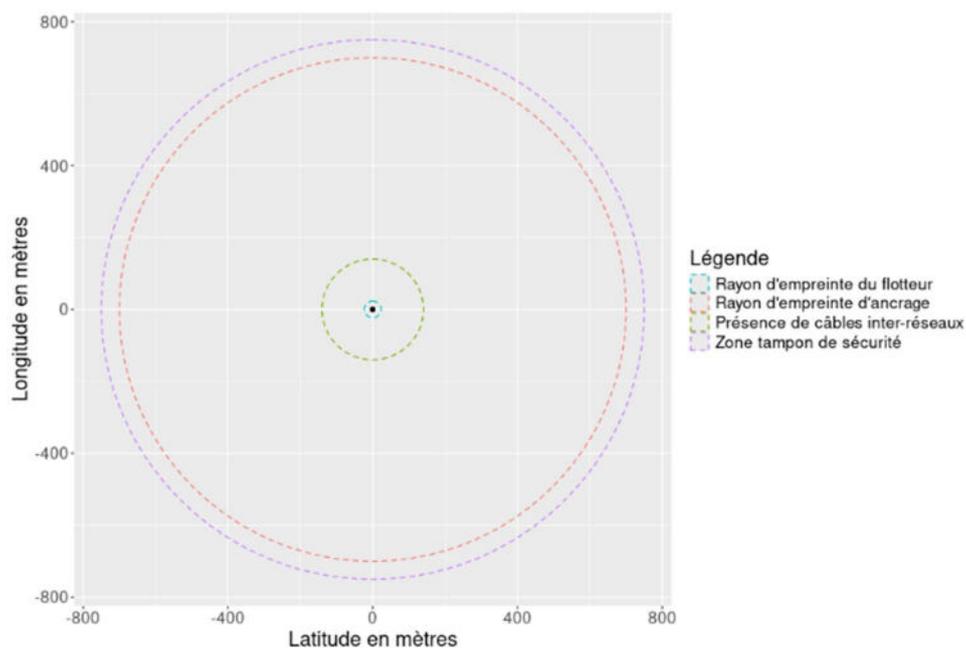


Figure 2-1 – Schéma d’une zone d’exclusion recommandée en matière de sécurité maritime autour d’une éolienne dans l’outil COPEOLE

A noter qu’à l’intérieur de cette zone d’exclusion, **on suppose que l’ensemble de la colonne d’eau n’est pas accessible à des activités de pêche**. L’orientation des câbles inter-réseaux peut être alors un des éléments de dérisquage préconisé dans certains cas de figure pour permettre de maintenir en partie des activités de pêche au sein de cette zone.

2.2 Estimation de l’emprise spatiale d’un engin de pêche

2.2.1 Vue de dessus des engins types

Les engins sélectionnés sont ceux proposés par les Comités des Pêches lors des entretiens de la phase 2 (Figure 2-2).

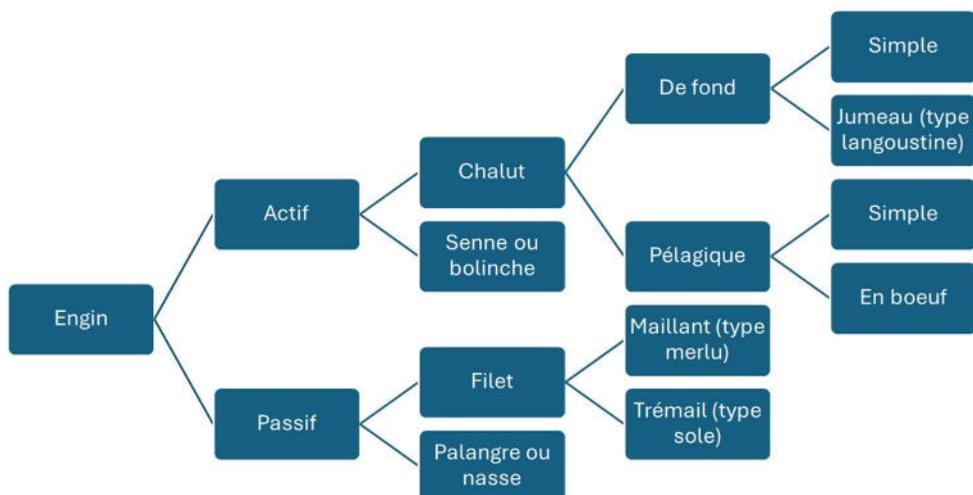


Figure 2-2 – Engins types des professionnels intégrés dans l’outil de visualisation présentés par famille d’engins.

Le travail a consisté à évaluer l’emprise de l’activité de pêche lors de l’opération de pêche, c’est-à-dire :

- Le couple navire-engin pour les chaluts,
- L’encerclement pour les sennes et bolinches,
- Et l’engin uniquement puisqu’il est posé dans l’eau pour les arts dormants.

Pour une vue de dessus, on considère que les chaluts et dormants représentent un rectangle, pour lesquels on cherche donc à estimer une longueur et une largeur.

2.2.2 Longueur du couple navire-engin pour les chaluts

Pour les chaluts, la longueur du couple navire-engin considérée comme la somme des longueurs (

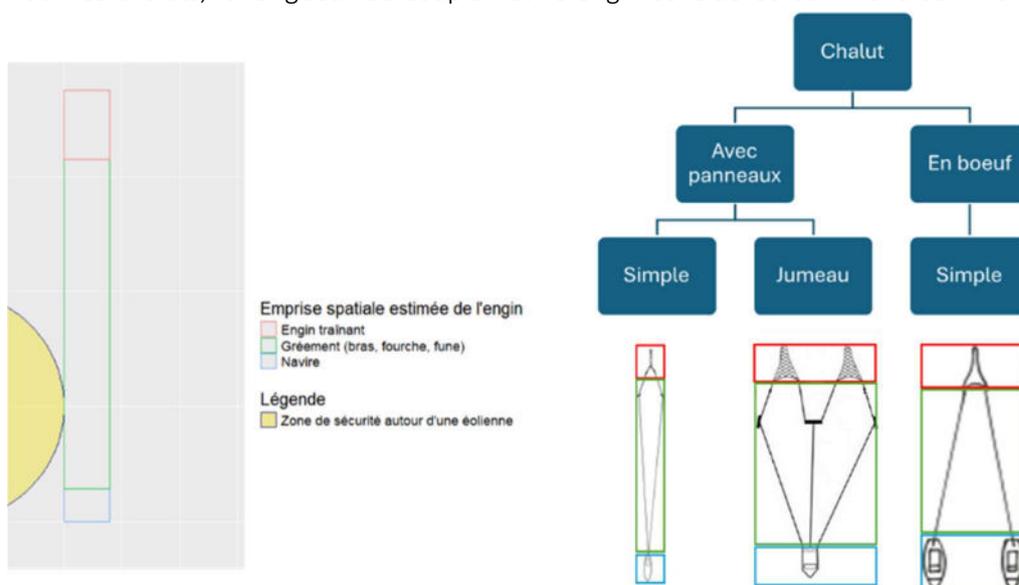


Figure 2-3) :

- du navire,

- du gréement, qui comprend la distance du navire au panneau (funes) ainsi que la longueur des bras et entremises,
- et de l'engin, i.e., des ailes au cul.

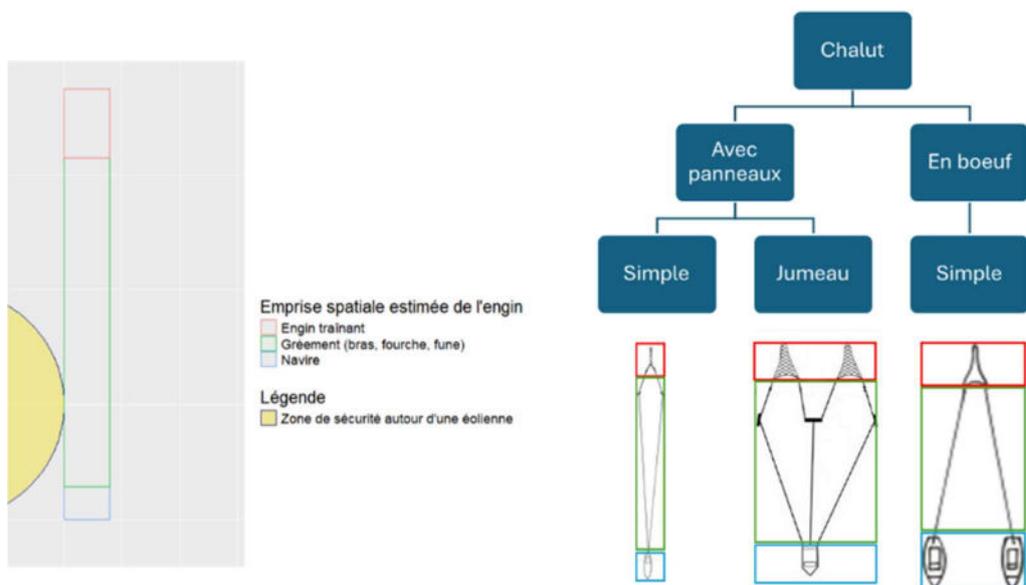


Figure 2-3 – Représentation en vue de dessus de l'emprise spatiale navire, gréement et engin pour les 3 configurations de chalut présentées dans l'outil (avec panneau en gréement simple, avec panneau en gréement jumeau et en bœuf en gréement simple). Adapté de [Flintegård, 1986 ; Thomson, 1978 ; https://www.researchgate.net/figure/Examples-of-typical-trawl-gear-used-in-the-North-Sea-and-Norwegian-Sea-22_fig3_283072578].

Comme le navire est en surface mais l'engin est au fond, la longueur de fune vue de dessus (ou distance navire-panneau) est égale à $\sqrt{(\text{longueur de fune})^2 - (\text{profondeur de pêche})^2}$ (George, 2005). (Figure 2-4). Dans le cas du chalut pélagique bœuf, si la longueur de fune est inférieure à la profondeur de pêche, la formule de calcul ci-dessus ne peut pas être utilisée car la racine carrée d'un nombre négatif n'existe pas. On prend alors la longueur de fune sans "transformation".

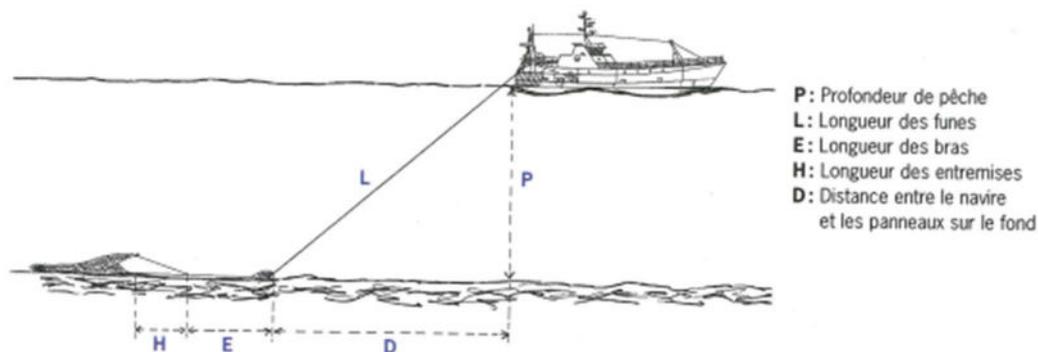


Figure 2-4 - Calcul de la distance entre le navire et le train de pêche [George, 2005]

La longueur de fune est variable en fonction de la profondeur, avec des valeurs rapportées par les professionnels de rapport de fune, i.e., longueur de fune / profondeur de pêche, entre 0,25 et 5,3.

Pour les engins types répertoriés dans l'outil, un rapport de fune minimal est calculé avec les données longueur de fune min-max et profondeur de pêche min-max des professionnels pour chaque type de chalut. Une "profondeur de mi-eau" est alors calculée à laquelle le rapport de fune change, tel que : $(\text{Profondeur max} - \text{Profondeur min}) / 2 + \text{Profondeur min}$ (Tableau 2-5).

Type de chalut	Profondeur de mi-eau (m)	Rapport de fune min	Rapport de fune max
Fond simple	80	1,7	3,4
Fond jumeau	90	3,5	3,4
Pélagique simple	65	5,3	1,6
Pélagique bœuf	520	0,6	0,25

Tableau 2-5 - Rapports de fune utilisés dans l'outil de visualisation pour chaque type de chalut et gamme de profondeurs.

Il faut bien entendu rappeler qu'il s'agit d'une approximation. Le filage est plus long pour des panneaux légers par exemple (Ifremer *et al.*, 1995).

Néanmoins, il est possible pour l'utilisateur de personnaliser son engin dans l'outil de visualisation. L'utilisateur rentre alors directement la longueur de fune pour la profondeur étudiée (Figure 2-5).

Pour un chalut à panneaux en pêche à 70 mètres de profondeur :

Longueur du navire en mètres

14

Longueur des bras et/ou fourches en mètres

50

Longueur de fune en mètres

117

Figure 2-5 - L'outil de visualisation permet à l'utilisateur de rentrer directement la longueur de fune utilisée à une profondeur donnée sans approximation via le rapport de fune.

2.2.3 Largeur du couple navire-engin pour les chaluts

Pour les chaluts avec panneaux, la largeur du couple navire-engin est déterminée par la distance entre panneaux (

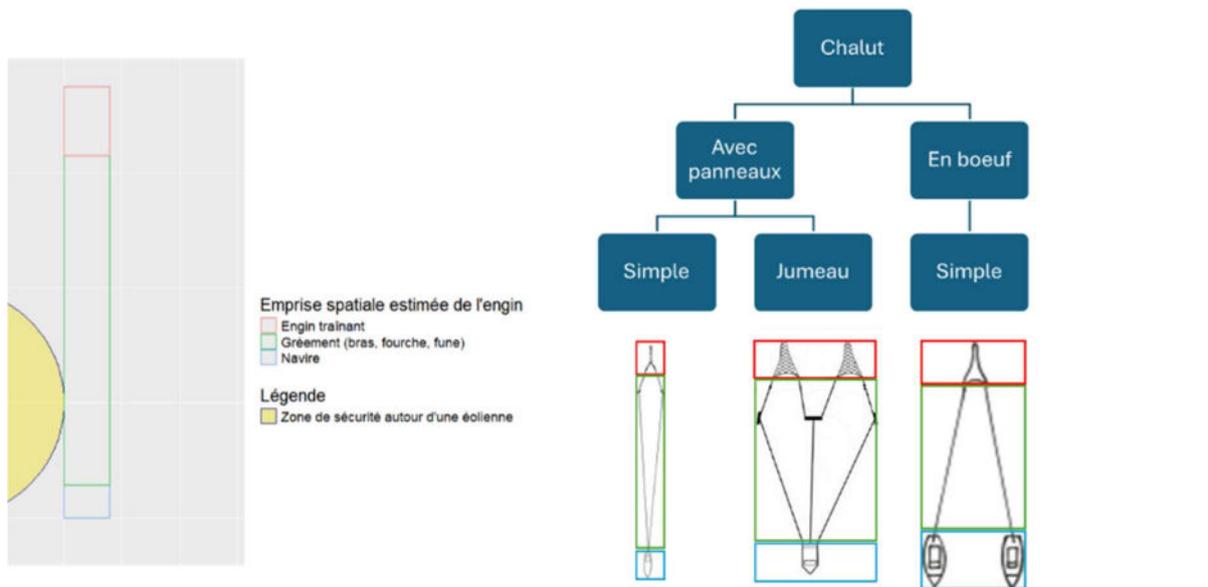


Figure 2-3) calculée comme divergence de fune x longueur de fune, avec une divergence de fune estimée à 0,17 (Ifremer *et al.*, 1995).

Pour les chaluts en bœuf, la largeur du couple navire-engin est déterminée par la distance entre navires (

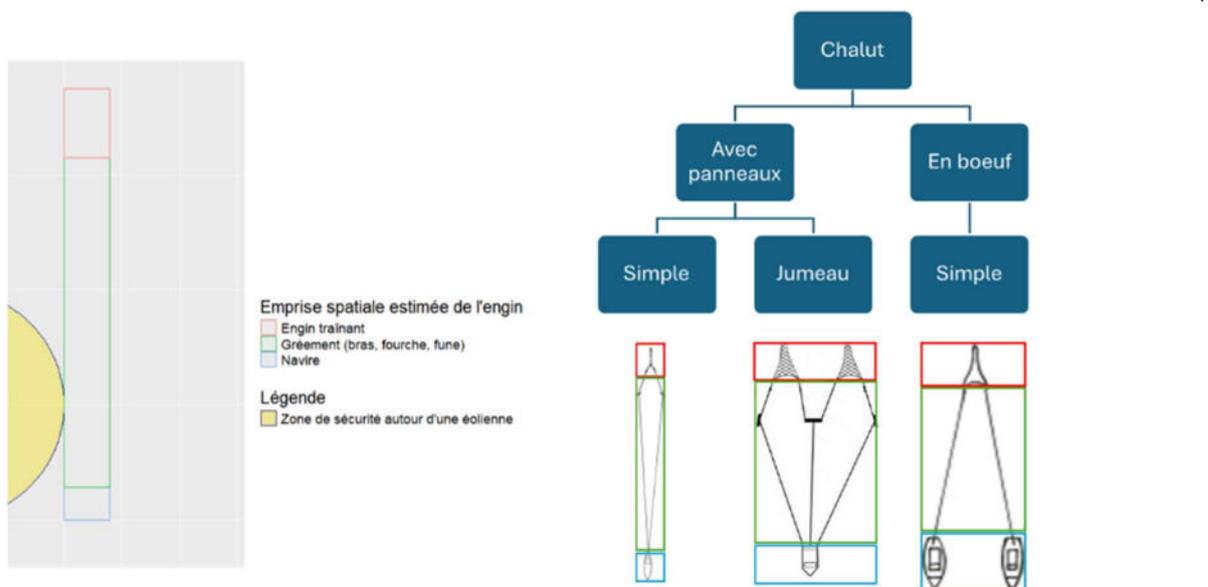


Figure 2-3) telle que : 65 m (largeur estimée du chalut) + 0,60 m pour chaque mètre filé (Brabant et Nédélec, 1988).

De la même façon que le calcul de longueur de fune, il s'agit d'approximation, et l'utilisateur peut également choisir de rentrer directement la valeur d'écartement entre panneaux ou navires dans l'outil ou la matrice.

2.2.4 Longueur de l'engin pour les filets et palangres

Pour les passifs, la longueur de l'engin est la longueur totale de l'engin, qui comprend pour chaque filière (Figure 2-6) :

- Nombre de panneaux x longueur de panneau,
- Distance entre panneaux,
- Longueur des orins.

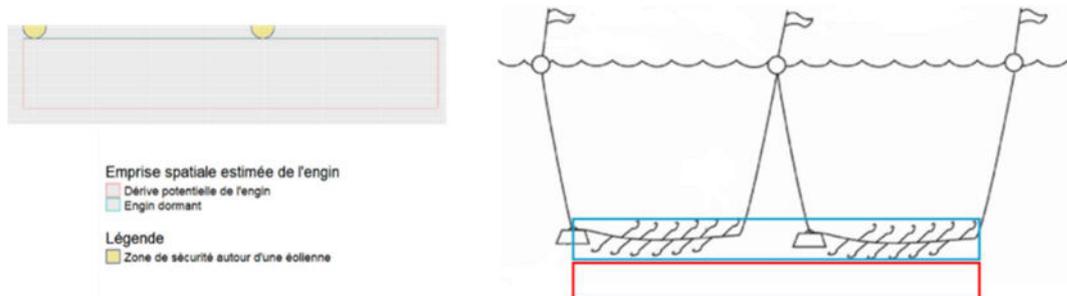


Figure 2-6 - Représentation de l'emprise spatiale de l'engin pour la palangre. Adapté de [https://www.researchgate.net/figure/The-Gulf-of-Gab-s-location-of-bottom-longline-sets-Stars-sets-of-class-I-w_fig1_257614775]

2.2.5 Largeur de l'engin pour les filets, palangres et nasses

Pour les passifs, on considère une largeur d'engin d'un mètre pour les filets, mais c'est en réalité bien moindre. Pour les palangres, on prend la longueur des avançons.

Le risque de dérive de l'engin est également pris en compte. La dérive peut être non négligeable dans certains cas, et notamment pour les engins passifs, e.g., 200-300 m ici. La dérive est considérée comme nulle pour les engins traînants, mais l'utilisateur peut inclure cette information dans l'onglet de personnalisation de l'engin.

2.2.6 Cercle ou losange ? Le cas particulier des sennes et bolinches

La taille de l'encerclement de la senne ou bolinche est dépendant du nombre de "coils". Il existe différentes pratiques de déploiement, e.g. avec ou sans ancre, en un ou plusieurs coups (Figure 2-7).

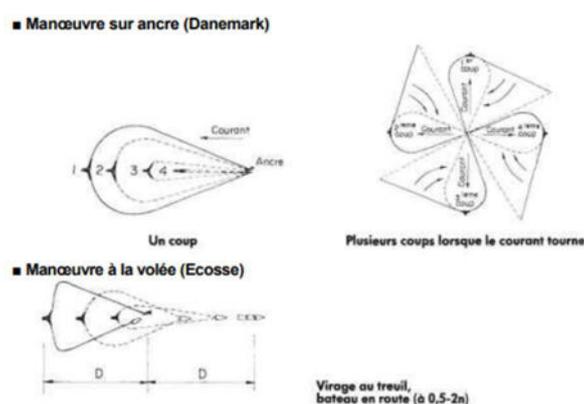


Figure 2-7 - Différentes manœuvres de sennes de fond [FAO, 1988]

On pourrait donc représenter le déploiement de la senne ou bolinche sous la forme d'un losange, ou d'un cercle. On choisit ici le cercle pour des raisons pratiques de représentation graphique (limitations géométriques de l'outil de visualisation), ce qui garantit également une approche conservatrice (



Figure 2-8). Le diamètre d'encerclement est celui donné par les professionnels.



Figure 2-8 - Représentation en vue de dessus de l'emprise spatiale de l'encerclement pour les sennes et bolinches. Adapté de [FAO, 1988]

2.3 Choix des scénarios de travail et visualisation des résultats

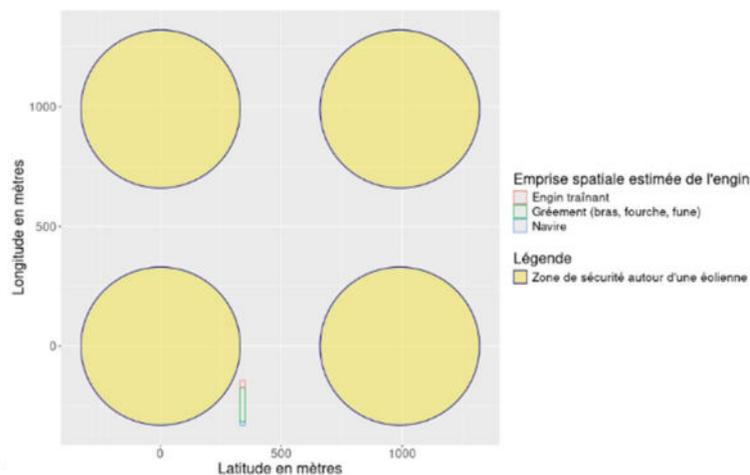
L'outil est conçu pour travailler autour de différents scénarios. Chaque scénario est décrit à partir de :

- Un type d'éolien (posé ou flottant), d'ancrage et de flotteur,
- Un type d'alignement des éoliennes,
- Une puissance individuelle de turbines,
- Une profondeur de site,
- Des caractéristiques de l'engin de pêche à étudier.

Les données d'entrée de chaque scénario peuvent être sélectionnées par un système de menu déroulant dans l'outil de visualisation COPEOLE. Comme indiqué précédemment, si nécessaire, il est également possible de modifier manuellement les caractéristiques d'un engin de pêche.

Une fois les hypothèses du scénario renseignées, les données en sortie comprennent plusieurs formats de visualisation de l'emprise spatiale de l'engin de pêche au sein du parc :

- 2-9 à l'échelle d'un couloir de 4 éoliennes (Figure 2-10),
- dans une vue dézoomée d'un parc de 12 éoliennes par défaut (Figure 2-11).



2-9

Figure 2-10 - Exemple de visual de sortie à l'échelle d'un couloir de 4 éoliennes

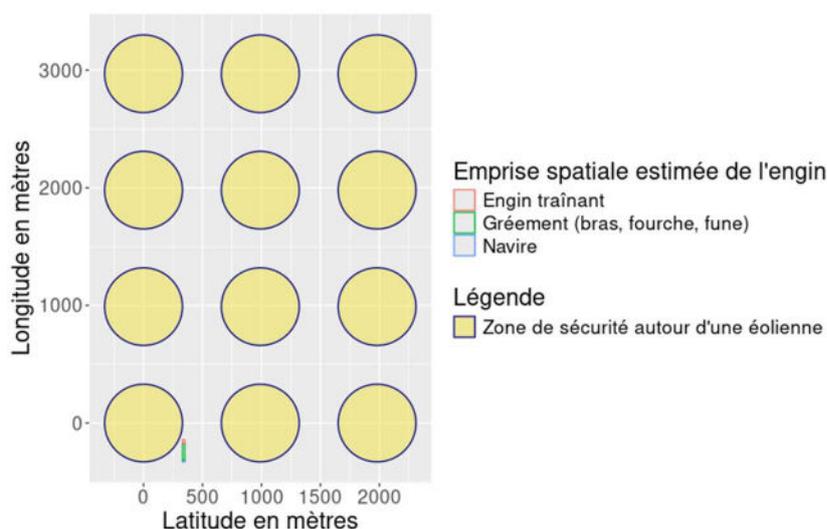


Figure 2-11 - Exemple de visual de vue dézoomée d'un parc de 12 éoliennes

Ces différents formats de visualisation permettent donc de rendre compte de l'emprise spatiale de l'engin de pêche en activité par rapport à l'espace disponible au sein du parc et de mettre en évidence d'éventuels risques de chevauchement d'activité.

2.4 Evaluation des risques de coactivité

Les risques de coactivité considérés dans la suite de l'étude sont de deux types :

- les **risques de chevauchement d'activités** qui peuvent aboutir à des scénarios d'accident de type heurt d'une éolienne ou de ses composants par un navire ou engin de pêche en activité.
- les **risques de croche** d'un câble inter-éoliennes sous-marin par un engin de pêche traînant ou dormant.

Les effets ou conséquence de ces scénarios d'accident sont mesurés à l'encontre des équipages, du navire et des engins de pêche. Ils ne tiennent pas compte des dommages causés aux technologies de l'éolien.

Ces risques sont détaillés dans les paragraphes suivants.

2.4.1 Evaluation des risques de chevauchements d'activité

Nous avons considéré un chevauchement d'activité lorsque l'**espace entre deux éoliennes situées côte à côte est insuffisant** pour garantir le maintien de l'activité de pêche sans risque pour la sécurité maritime. La distance libre entre deux éoliennes prend bien évidemment en compte la zone **d'exclusion recommandée autour de chaque turbine** et évaluée dans la section 2.1 de l'étude.

Nous avons ainsi défini que :

- le couloir de navigation (coursive) d'un chalutier doit être suffisamment large entre deux éoliennes pour travailler en toute sécurité ;
- pour les arts dormants, leur dérive ne doit pas conduire à un risque d'emmêlement de l'engin dans les structures ou câbles autour de chaque éolienne.

Pour définir un niveau de risque en lien avec ces chevauchements, nous nous sommes appuyés sur la méthodologie d'évaluation formelle de la sécurité maritime, ou démarche FSA (Formal safety assessment), telle que définie dans :

- Les Guidelines for Formal Safety Assessment (FSA) for use in the IMO rule-making process (MSC/Circ.1023–MEPC/Circ.392). Organisation maritime internationale, 2007 ;
- La note technique du 11 juillet 2016 de la Direction des Affaires Maritimes relative aux mesures de sécurité maritime applicables à la planification d'un champ éolien en mer.

Nous avons alors qualifié le risque de la manière suivante :

Risque de chevauchement d'activité :	Acceptable	Lorsque le couloir de circulation est inférieur à l'espace disponible entre 2 éoliennes incluant une marge de sécurité supplémentaire liée à la notion d'arrêt d'urgence et de giration du navire pour les arts traînants Ou lorsque la dérive occasionnée par l'engin dormant est inférieure à l'espace disponible entre 2 éoliennes
	Tolérable	Lorsque le couloir de circulation est inférieur ou égal à l'espace disponible entre 2 éoliennes
	Non acceptable	Lorsque le couloir de circulation ou la dérive occasionnée par l'engin dormant chevauche la zone de sécurité entre 2 éoliennes

La **marge de sécurité supplémentaire prise en compte pour évaluer le domaine de l'acceptable** a été définie sur la base des éléments retranscrits dans la Note technique du 11 juillet 2016. Elle intègre pour les engins traînants les notions relatives à :

- L'arrêt d'urgence d'un navire : la distance préconisée pour l'essai « arrêt d'urgence d'un navire » est de 15 fois la longueur du navire au maximum ;
- La giration du navire soit un demi-tour en réalisant une giration pour éviter un obstacle estimé équivalent à 6 fois la longueur du navire.

Par précaution, nous avons donc pris **une marge de sécurité de 15 fois la longueur du navire**.

A noter que l'ensemble des hypothèses prises dans l'étude pour évaluer le rayon des **zones de sécurité et les risques de chevauchement** sont très conservatrices dans leur ensemble.

On note également que la présente analyse se limite aux risques induits par la présence du parc éolien et ne tient pas compte des accidents de mer **indépendants de la présence du parc** mais dont les conséquences peuvent toutefois être aggravées par ce dernier. Il s'agit notamment :

- Des risques inhérents à la pratique de pêche comme par exemple les risques de collision entre navires ;
- Les risques liés aux conditions climatiques extrêmes.

En conclusion, nous considérons que les **domaines « tolérables » et « acceptables »** déterminent le domaine des **risques admissibles**, sachant que les éventuels scénarios « tolérables » justifient une vigilance renforcée ou l'intégration d'éléments de dérisquage (voir section 4).

Les résultats sur les niveaux de risques de chevauchements d'activité sont portés dans la matrice par type d'engins et sont calculés en fonction des données d'entrée sélectionnées pour les paramètres d'influence de l'éolien (Figure 2-12).

Couple engin / espèce cible	Chalut langoustine	Chalut pélagique	Chalut pélagique en bœuf
Changement de direction en cours de trait	oui		
Calcul de l'emprise spatiale de l'engin / navire (km2)	0,13	0,10	0,48
Paramètres d'influence de l'éolien			
Profondeur d'eau (mètres)	70	70	100
Puissance des turbines (MW)	15	15	15
Type d'éolien	flottant	flottant	flottant
Type de flotteur	Semi-sub		
Configurations dynamiques des câbles inter-réseaux	lazy wave	lazy wave	lazy wave
Type d'ancrage	caténaire	caténaire	caténaire
Analyse du risque de chevauchement d'activité			
Espacement aérodynamique minimale entre turbines (mètre)	1416	1416	1416
Rayon de l'empreinte d'ancrage de l'éolienne (mètre)	700	700	900
Rayon du câble d'interconnexion autour de l'éolienne	140	140	200
Rayon de la zone de sécurité préconisée autour de chaque éolienne	750	750	950
Niveau de risque évalué	Non acceptable	Non acceptable	Non acceptable

Figure 2-12 - Exemple de résultats en matière de risque de chevauchement présentés dans la matrice pour les métiers du chalut et pour des paramètres d'influence de l'éolien présélectionnés et différents.

Exemple pour le métier du chalut à langoustine, dans un parc flottant à ancrage caténaire (turbine de 15 MW), à 70 m de profondeur, le niveau de risque est évalué comme « non acceptable ».

L'outil de visualisation quant à lui formalise si l'activité de pêche est jugée compatible ou non avec la configuration du parc au moyen d'un avertissement de type :

Si l'on considère une configuration où les éoliennes sont le plus possible rapprochées les unes des autres, la coactivité avec l'activité de pêche représente 2.2 % du couloir de navigation. L'activité de pêche est donc possible sous condition, mais attention à la présence possible d'éolienne sur la route rectiligne du navire (nécessité de contournement).

Si l'on considère une configuration où les éoliennes sont le plus possible rapprochées les unes des autres, il n'existe pas de couloir d'une largeur suffisante entre les éoliennes permettant une activité de pêche en toute sécurité. L'activité de pêche n'est donc pas préconisée.

2.4.2 Prise en compte du risque de croche de câble inter éolienne

Un deuxième risque de coactivité identifié est celui d'un **scénario de croche d'un câble inter-éoliennes sous-marin**. Celui-ci n'est pas évalué au moyen de l'outil de visualisation car comme indiqué

précédemment les combinaisons de connexion entre éoliennes peuvent être infinies et donc complexes à intégrer dans un travail de visualisation (voir section 1 de la partie résultats de l'étude).

En revanche, nous avons évalué son niveau de risque dans la matrice Excel à partir :

- de **sa fréquence d'occurrence** qui dépend du type d'engins (dormants / traînants, plus ou moins en contact avec le fond) et de la nature du fond. Les fréquences par engin ont été estimées à partir des éléments communiqués par les professionnels.
- de **sa gravité** : le risque de croche est jugé catastrophique pour des engins traînants car pouvant avoir des conséquences de type blessures létales et de dommages importants aux matériels. Pour les engins dormants, la gravité est estimée comme mineure car les conséquences sont limitées au matériel.

Les niveaux de fréquence et de gravité utilisés sont ceux mentionnés dans la note technique du 11 juillet 2016 de la Direction des Affaires Maritimes relative aux mesures de sécurité maritime applicables à la planification d'un champ éolien en mer (Figure 2-13).

Indice de risque RI

FI	FRÉQUENCE	GRAVITÉ SI			
		1	2	3	4
		Mineure	Significative	Grave	Catastrophique
7	Fréquent – 10	8	9	10	11
6	1	7	8	9	10
5	Raisonnement probable – 0,1	6	7	8	9
4	0,01	5	6	7	8
3	Rare – 0,001	4	5	6	7
2	0,0001	3	4	5	6
1	Extrêmement rare – 0,00001	2	3	4	5

Légende du tableau supra:

La couleur rouge correspond à un niveau de risque inacceptable;

La couleur jaune correspond à un niveau de risque acceptable ALARP;

La couleur verte correspond à un niveau de risque acceptable.

Figure 2-13- Niveaux de risque par recoupement de la fréquence et gravité de l'évènement. Source : Extrait de la note technique du 11 juillet 2016 de la Direction des Affaires Maritimes

Les niveaux de risque ont été estimés dans des configurations de parc **sans enfouissement et protection des câbles inter-éoliennes** en recoupant les gravités et de fréquences. Les résultats aboutissent comme pour le risque de chevauchement à trois domaines :

- Niveau de risque « non acceptable » ;
- Niveau de risque « tolérable » ;
- Niveau de risque « acceptable ».

Ces résultats sont portés dans la matrice (Figure 2-14).

Couple engin / espèce cible	Chalut langoustine	Chalut pélagique	Chalut pélagique en bœuf
Analyse du risque de croche			
Fréquence	Fréquent	Rare	Rare
Gravité	Catastrophique	Catastrophique	Catastrophique
Niveau de risque évalué	Non acceptable	Tolérable	Tolérable

Figure 2-14- Résultats portés en matière de risque de croche présentés dans la matrice.

Exemple pour le métier de langoustine, le niveau de risque est évalué comme « non acceptable » dans une configuration de parc sans enfouissement et protection des câbles.

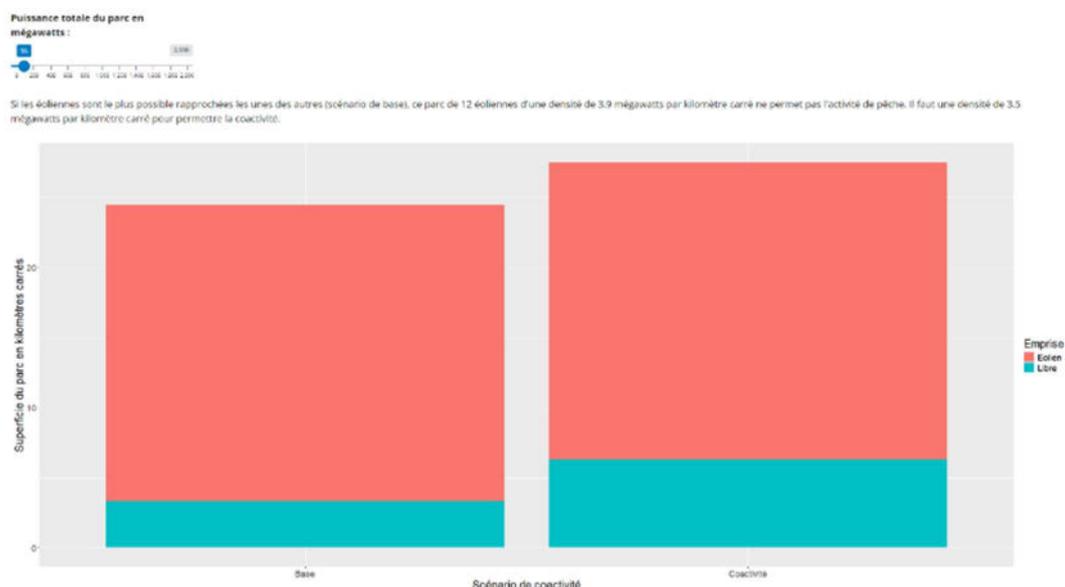
2.5 Configuration d'un parc à partir d'une puissance globale

L'outil de visualisation permet également de configurer un parc à partir d'une puissance totale de production connue d'un parc. Un système de curseur dans l'outil permet de paramétrer cette donnée en entrée.

En sortie, l'outil calcule alors :

- Le nombre total d'éoliennes nécessaires (fonction de la puissance unitaire des turbines) ;
- La surface du parc sur la base d'un espacement aérodynamique minimal ;
- Une surface totale de parc qui permettrait d'avoir des couloirs suffisamment larges pour permettre une coactivité avec l'engin de pêche étudié.

Un exemple est présenté ci-dessous (Figure 2-15).



3. Résultats de l'analyse de risque de coactivité

3.1 Présentation des scénarios et niveaux de risque identifiés

La matrice et l'outil de visualisation COPEOLE permettent de visualiser et consulter les résultats en matière de niveau de risque de coactivité en fonction des types d'engins, des paramètres de l'éolien et des configurations de parc choisis.

Afin d'illustrer cette présentation des résultats, nous rapportons dans le tableau ci-dessous les niveaux de risque en matière de chevauchement d'activité pour 5 scénarios types présentés dans la 1^{ère} colonne du tableau et pour 6 engins de pêche différents dont les caractéristiques principales sont portées dans la 2^{ème} ligne du tableau.

Paramètres de l'éolien	Chalut de fond	Chalut pélagique en bœuf	Senne	Ligne / Canne	Filet	Casier / palangre
	Caractéristiques principales des engins de pêche					
	Longueur navire : 14 m Largeur coursive : 450 m	Longueur navire : 24 m Largeur coursive : 900 m	Longueur navire : 23 m Diamètre encerclement : 2 000 m	Longueur navire : 10 m Longueur engin : 200 m	Longueur filière : 2 km Dérive : 300 m	Longueur filière : 400 m Dérive 0
Posé 8 MW 70 m de profondeur	Acceptable	Non Acceptable	Non Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable
Flottant tendu 15 MW 70 m de profondeur	Acceptable	Tolérable	Non acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable
Flottant semi-tendu 15 MW 70 m de profondeur	Acceptable	Non Acceptable	Non Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable
Flottant semi-tendu 15 MW 100 m de profondeur	Tolérable	Non acceptable	Non Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable
Flottant caténaire 25 MW 100 m	Non acceptable	Non acceptable	Non acceptable	Non acceptable	Non acceptable	Non acceptable

Ces résultats mettent en évidence :

- Une configuration la moins propice à la coactivité quel que soit le type d'engin pour l'éolien flottant à ancrage caténaire ;
- Des enjeux de coactivité différents en fonction des engins de pêche avec des emprises spatiales beaucoup plus larges pour le chalutage pélagique en bœuf et la senne danoise, laissant peu d'opportunité de coactivité.

A noter néanmoins que ces niveaux de risque ne mesurent pas :

- Le risque associé à l'activité simultanée de plusieurs navires ou engins de pêche au même endroit, seul un navire ou engin est ici considéré ;
- L'influence de l'alignement des éoliennes les unes par rapport aux autres (régulier, irrégulier ou optimisé) ;
- Les risques indépendants à la présence du parc ;

- Le risque de croche en lien avec le positionnement des câbles entre les éoliennes.

3.2 Application au cas d'étude Bretagne Sud (AO5)

La matrice et l'outil de visualisation ont été utilisées à travers le cas d'étude de l'AO5 (éolien flottant en Bretagne Sud) afin de caler certaines hypothèses. Un échange a eu lieu avec l'équipe de Pennavel le 13 janvier 2025.

Mais à l'heure actuelle, peu d'éléments techniques sont connus. L'équipe de Pennavel met en place les premières étapes du projet et les choix ne sont pas arrêtés. Elle a jusqu'en 2028 pour faire évoluer la technologie. Le cas de base déposé dans le dossier de candidature fait état d'un maximum de 13 turbines d'une puissance de 24 MW sur une zone d'environ 50 km².



Le système d'ancrage ne sera pas tendu (type TLP ou spar) du fait de la houle significative, du marnage et du type de sol sur la zone du projet. Les rayons d'ancrage sont estimés dans une fourchette de 400 mètres et un kilomètre autour de chaque éolienne. Les câbles inter-éoliens ne seront pas tous ensouillés à cause de la présence de roches et de coraux.

Les résultats de la matrice et de l'outil de visualisation (Figure 3-2 et Figure 3-3) permettent d'évaluer que le risque de chevauchement d'activité est « **acceptable** » pour les chalutiers et engins dormants dans une configuration de parc à ancrage semi-tendu. En revanche, un ancrage caténaire risque de créer des conditions non-acceptables de coactivité quel que soit le type d'engin considéré.

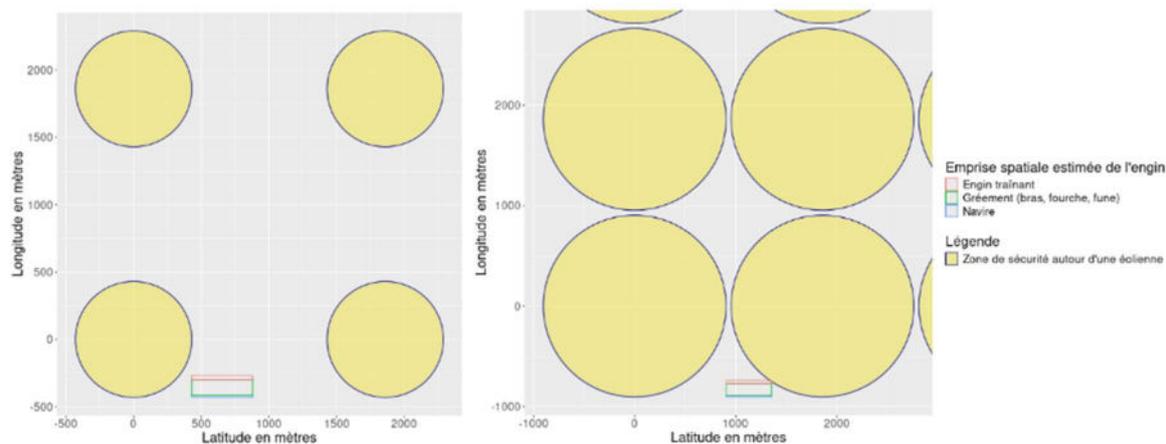


Figure 3-2- Représentation graphique d'une course de 450 mètres d'un chalutier de fond, éolien flottant 25MW – profondeur 95 m – ancrage semi-tendu à gauche / gravitaire à droite.

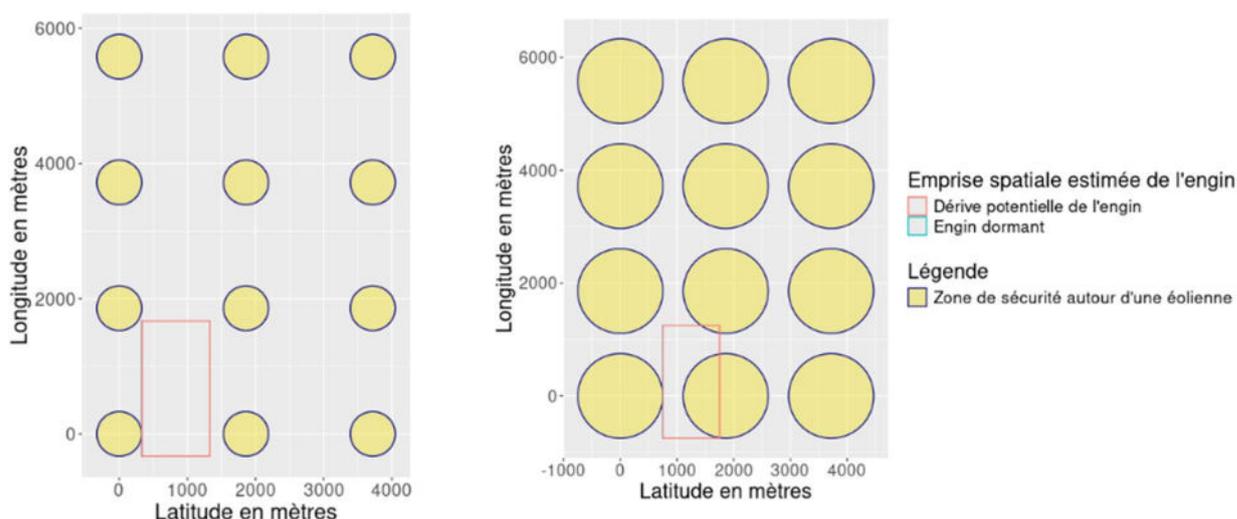


Figure 3-3 - Représentation graphique d'une dérive de 1 000 m d'un filet, éolien flottant 25MW – profondeur 95 m – ancrage semi-tendu à gauche / gravitaire à droite.

A priori, la surface limitée du projet laissera peu de latitude au développeur pour augmenter l'espacement inter-éolienne et y favoriser l'activité de pêche. Les enjeux portent alors sur :

- Une emprise au sol minimale des ancrages (semi-tendu plutôt que caténaire) ;
- Un sens de circulation des chalutiers (le couloir ne sera a priori pas suffisamment large pour permettre un croisement de deux navires en pêche) ;
- La réduction de la dérive des engins de pêche dormants notamment des filets ;
- Une orientation de couloirs favorable au filage des engins dormants mais qui dépend des courants, des zones et de la nature du fond ;
- La possibilité de pêcher au niveau des accrores de roche.

Ces éléments seront à concerter avec le développeur.

4. Recommandations et préconisations favorisant la coactivité

Afin de lever un certain nombre de risques identifiés dans la partie précédente de l'étude, des préconisations sont ici formulées. Celles-ci s'appuient sur le travail bibliographique et de retour d'expérience de la phase 2 et sur les échanges pendant les ateliers de travail avec les responsables des comités des pêches et les pêcheurs.

4.1 Conditions prérequis en matière de dispositions réglementaires

Les lignes directrices permettant de définir des dispositions réglementaires sur les activités de pêche au sein des parc (Note technique du 28 juillet 2017) encadrent d'ores et déjà certains aspects de la coactivité. Sont définis en particulier :

- Une zone d'exclusion autour de chaque éolienne d'un rayon minimal de 50 mètres ;
- Une zone d'exclusion autour du poste électrique d'un rayon minimal de 200 mètres ;
- Une règle de cohabitation entre la pêche aux arts traînants (chalut et dragues) et aux arts dormants (filets, casiers, palangres) qui vise à éviter des activités conjointes dans les mêmes zones au même moment ;
- Des zones d'exclusion pour les arts traînants et dormants sur le passage des câbles inter-éoliennes et dans la zone de convergence des câbles vers le poste électrique ;
- Une vitesse maximale de navigation (en général 12 nœuds)
- L'emport et l'émission d'une balise AIS.

Ces prérequis sont donc à prendre en considération dans les recommandations qui peuvent être formulées.

4.2 Recommandations générales

4.2.1 En amont de la phase d'appel d'offre

- **Choix des zones :**

Nous pensons que les enjeux de la coactivité devraient être intégrés très en amont des projets et ceci dès l'identification des zones dans le cadre des futurs appels d'offre afin de :

1/ définir des **zones de moindre contrainte pour les activités de pêche dont la coactivité est jugée complexe à mettre en œuvre** ceci en menant en amont une concertation avec les professionnels de la pêche ;

2/ retenir **des zones suffisamment étendues** pour laisser la possibilité, si nécessaire, de concevoir des couloirs / regroupement d'éoliennes ou des espacements entre lignes d'éoliennes plus larges en fonction des types de pêche pratiqués.

En effet, par exemple, le projet Pennavel prévoit l'implantation d'un maximum de 13 éoliennes sur une superficie de la zone de 50 km² et une puissance à installer de 250 MW (plus précisément, entre 230 et 270 MW). Les calculs réalisés à partir de l'outil COPEOLE montrent que pour assurer un espacement minimal aérodynamique entre 10 éoliennes de 25 MW avec ancrage caténaire, la surface du parc couvrirait au moins 40 km² (Figure 4-1). La marge de manœuvre pour favoriser la coactivité par des couloirs ou espacements plus larges entre les éoliennes risque d'être limitée.

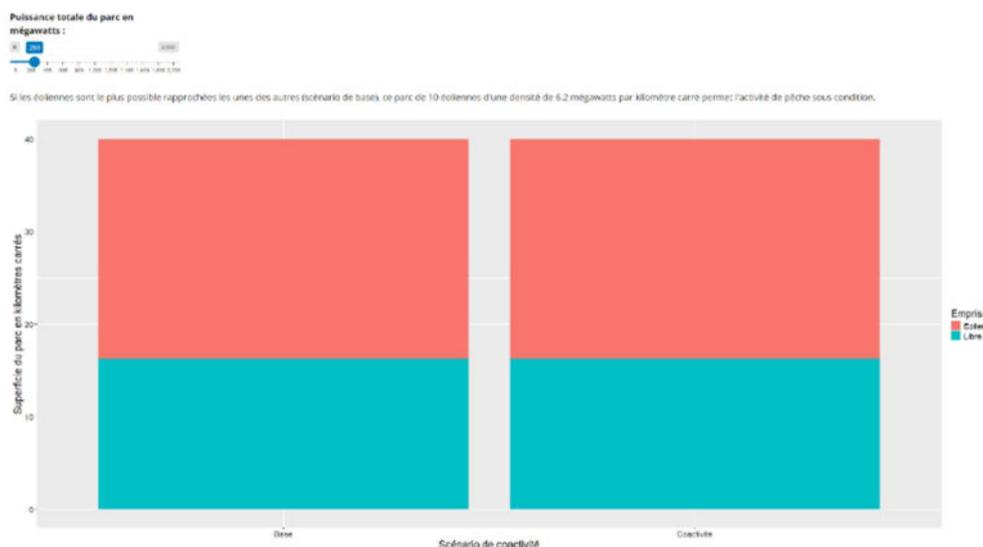


Figure 4-1 - données de sortie de l'outil de visualisation pour le calcul de la surface d'emprise du parc avec l'hypothèse d'un parc de 250 MW et une puissance individuelle de turbine de 25 MW.

- **Choix de la technique :**

L'emprise spatiale de l'éolien flottant est plus important que celle du posé à cause des rayons d'empreinte d'ancrage et de la présence du câble dynamique. La technologie du posé assure donc une meilleure coactivité avec la pêche et devrait être privilégiée lorsque c'est techniquement et commercialement réalisable en termes de profondeur d'eau et de conditions de sol.

En termes de profondeur d'eau, jusqu'à présent, le parc éolien posé (jackets) les plus profond est celui de Seagreen en Écosse, situé à 60 m de profondeur. Pour l'éolien offshore, les fondations de type jackets sont considérées comme une bonne option jusqu'à **70 m**. Au-delà de 70 m, plusieurs problèmes se posent pour leur transport et l'installation, liés au poids maximal soulevé par la grue lourde et à la dimension supportée [Hildebrandt *et al*, 2024]. En résumé, la fourchette de **60 à 80 m** pourrait être techniquement réalisable tant pour les fondations flottantes que pour le posé : le choix se ferait en fonction du **coût** et des spécificités du projet (conditions du sol, chaîne d'approvisionnement, environnement).

Cependant, les fondations par jackets ont été utilisées à des profondeurs de 200-400 m pour les plateformes pétrolières et gazières (une seule structure par projet). L'évolution des méthodes de transport et de la taille des grues *offshore* dans les années à venir pourrait permettre le transport de jackets plus grandes et donc leur utilisation dans des parc éoliens situés en eaux plus profondes (mais probablement pas au-delà de 100 m, car pour les éoliennes en mer, plusieurs fondations doivent être transportées, ce qui augmente les coûts logistiques). L'évolution du marché doit être suivie avec attention afin d'analyser si les possibilités d'installer des jackets multiples sur des sites plus profonds sont réalisables. L'évolution du coût de l'éolien flottant devrait également être effectuée en parallèle pour une comparaison équitable des coûts de projet, étant donné que les coûts de l'éolien flottant devraient baisser en raison de l'expérience du secteur et des économies d'échelle.

En revanche, il faut noter que les projets hybrides de fondations flottantes et posés ne sont pas envisageables en raison de la complexité accrue et de la perte d'économie d'échelle, ce qui entraînerait une augmentation des coûts du projet.

En résumé, les recommandations concernant le choix de technologie éolien sont :

- Privilégier l'éolien posé lorsque c'est techniquement et commercialement réalisable en termes de profondeur d'eau et conditions de sol. Une option consiste à laisser le choix au développeur et à demander des études pour prouver la faisabilité technique du projet.
- Suivre l'évolution du marché en termes de méthodes d'installation de jackets pour l'éolien et du coût de l'éolien flottant pour évaluer la profondeur limite entre le flottant et le posé.

4.2.2 Prescriptions du cahier des charges de mise en concurrence des développeurs

Les cahiers des charges en lien avec les dernières procédures de mise en concurrence des projets éoliens (AO5 et AO6) prescrivent d'ores et déjà certains éléments visant à favoriser la coactivité des activités de pêche. On citera notamment :

- Déterminer les orientations possibles des lignes d'éoliennes et d'agencement des câbles qui peuvent être raisonnablement anticipées, de façon notamment à favoriser le maintien des activités de pêche aux arts dormants ;
- Privilégier un séquençage des travaux, en lien avec les comités des pêches et autres structures collectives de la pêche concernés par le Projet afin de permettre à certaines zones du parc de rester accessibles aux activités de pêche ;
- Concevoir l'Installation pour favoriser le maintien au sein du parc, dans des conditions acceptables de sécurité de navigation, des activités de pêche maritime professionnelle autorisées ;

Ils mentionnent également des aspects relatifs à la concertation avec :

- L'association des comités des pêches à la définition des mesures de réduction des impacts et de compensation ;
- La désignation d'un correspondant en charge des relations avec les organisations professionnelles, notamment celles du secteur de la pêche.

Les développeurs orientent leur choix du fait de contraintes économiques mais des critères d'évaluation d'offre pourraient intégrer d'autres considérations non-tarifaires, en ligne avec la réglementation que la Commission Européenne est sur le point d'établir qui prévoit au moins 30 % du volume mis aux enchères par État membre (ou un minimum de 6 GW par an) doit inclure des critères autres que le prix, couvrant des aspects tels que la durabilité, l'innovation et l'impact écologique.

Afin de s'assurer de créer les conditions de sécurité maritime permettant le maintien des activités de pêche au sein des parcs éoliens en mer, les spécifications du cahier des charges pourraient ainsi favoriser l'utilisation de certains choix techniques plus favorables à la coactivité, comme :

- Un type d'ancrage générant des emprises spatiales moins étendues (**tendu** lorsque les conditions du site le permettent, et cela n'est pas possible, préférence au semi-tendu à la caténaire) ;
- La définition de couloirs de transit pour la pêche surtout pour les parcs de grande capacité (>250 MW) avec une taille / dimensions minimales préétablis. Pour les petits parcs flottants, il peut être plus avantageux de réduire au maximum la superficie de la zone pour minimiser la contrainte à la pêche ;

- L'aménagement de ces couloirs accompagné d'un schéma de raccordement inter-éolien, et de raccordement à la connexion au poste électrique en mer, limitant le risque de croche dans ces couloirs (par exemple connexion de type radial ou ramifié).
- L'ensouillage des câbles à une profondeur adéquate, calculée sur la base de méthodologie pertinente fondées sur les risques (CBRA) et sur la connaissance des techniques de pêche dans la région. A ce titre, pour les engins types observés dans le cadre de l'étude, les panneaux des chaluts de fond et le clump utilisé en gréement jumeau sont les composants les plus critiques avec une profondeur de pénétration estimée jusqu'à 35 cm pour des fonds vaseux (Eigaard *et al.* 2016). Les capacités technologiques d'ensouillage sembleraient alors tendre vers une profondeur d'ensouillage d'au moins 0,5 mètre, mais cela dépend très fortement des conditions de site. Dans le cas où l'ensouillage n'est pas possible, les matelas de protection en béton sembleraient préférables à l'enrochement créant de nouvelles contraintes de croche potentielles.

Néanmoins, il convient de noter que les coûts associés à un raccordement qui permet les couloirs sont plus importants qu'un raccordement optimisé. Si cela est attendu des développeurs de parcs, le coût de l'énergie associé à l'offre sera plus élevé, en particulier dans le contexte actuel de conditions de marché tendues. Par conséquent, l'effort du développeur de favoriser des couloirs devrait se voir accorder un mérite raisonnable dans l'évaluation des offres.

Les prescriptions du cahier des charges pourraient également :

- Préciser l'objet de la concertation sur les questions d'aménagement du parc avec les professionnels : orientation des éoliennes, zone d'évitement, configuration du parc dont son micro-layout, positionnement des blocs de roche déplacés s'il y a enfouissement des câbles
- Prévoir suffisamment de temps et de compensation monétaire pour une implication suffisante des parties prenantes notamment du FLO [van Hoey *et al.*, 2021]. Au-delà de la désignation d'un FLO chez le développeur, une entité indépendante pourrait servir de médiateur entre les partenaires et favoriser le compromis [Stelzenmüller *et al.*, 2020].
- Inclure la concertation pendant les phases de travaux (séquençage zone / date) ce qui a fait défaut pour le parc éolien de Saint-Brieuc et de maintenance sur site ;

A noter qu'au stade de l'appel d'offre, il est difficile d'identifier des codesigns spécifiques à un parc et intégrant cette question de la coactivité. Il ne peut s'agir que de configurations globales qu'il convient d'approfondir lors de ce travail de concertation avec la pêche.

4.2.3 Développement de projets de recherche

Cette étude a permis de faire un premier pas pour identifier les interactions entre les activités de pêche et les technologies de l'éolien à travers le développement d'un outil de visualisation.

Cet outil pourrait encore être perfectionné en ajustant les méthodes de calcul et en intégrant d'autres paramètres. Néanmoins, il serait nécessaire d'approfondir la réflexion et de mettre en œuvre de véritables travaux de modélisation, ceci afin d'améliorer la précision et d'adapter les scénarios à des cas spécifiques. Les études pourraient notamment s'intéresser à la pénétration des engins traînants, la dérive des engins dormants, les méthodes d'installation et de protection des câbles, la surveillance en temps réel des câbles installés pour la détection des sections exposées, la valeur du système d'identification automatique (AIS) pour évaluer les caractéristiques spatiales des différentes pratiques

de pêche professionnelle ... [Drew *et al.*, 2024 ; Schupp *et al.*, 2021]. A l'heure actuelle, les connaissances sur le comportement des engins de pêche restent limitées.

Ces travaux pourraient être entrepris à travers un projet national porté par France Energie Marine et mené par le département technologie des pêches de l'Ifremer ou à travers un projet de recherche au niveau européen avec d'autres instituts de recherche.

Le projet pourrait se décliner autour de :

- La réalisation de mesures in situ des grandeurs en présence grâce à l'affrètement de navire de pêche et aux moyens de capteurs de force autonomes, de support d'ADCP (courantomètres acoustiques), support de caméra et caméras panoramiques, capteur de glissement pour mesurer : vitesse du courant, forces appliquées, limite de tenue et dérive des engins.
- Le développement ou la validation d'un modèle numérique de l'engin. L'Ifremer dispose déjà d'un modèle de dynamique des engins de pêche qui pourrait être amélioré. Une attention particulière devra néanmoins être portée sur l'interopérabilité avec des modèles existants dans le domaine de l'éolien.
- Les résultats de ces tests permettraient d'évaluer plus précisément les conditions dans lesquelles les engins pourraient être mis en œuvre et d'éventuelles solutions techniques d'adaptations. Des propositions pourraient être faites sur la base d'échanges avec les professionnels.
- L'amélioration des méthodes d'évaluation environnementale et socio-économique [Schupp *et al.*, 2021] afin d'intégrer et comparés les différents scénarios de coactivité lors de l'évaluation des effets environnementaux et socio-économiques sur les activités de pêche.

4.2.4 Actions de formation et de communication

Des recommandations peuvent se porter sur des actions de formation et de communication afin de mieux faire comprendre les enjeux de travail des différentes parties prenantes, comme :

- Accroître les connaissances des parties prenantes sur les pratiques de pêche et les technologies éoliennes disponibles favorisant la coexistence (ressources éducatives et financer des instances de dialogue direct) [Schupp *et al.*, 2021]
- Démontrer les avantages de la coexistence pour les développeurs en matière par exemple de responsabilité sociale des entreprises, la réputation de l'entreprise, une concertation plus rapide [Schupp *et al.*, 2021], devrait inclure une analyse de coût des options de coexistence par rapport aux régimes de compensation
- Proposer un protocole de partage de données entre les industries (p. ex., pour le partage des images de ROV et des données de levés bathymétriques par les développeurs afin de démontrer aux pêcheurs que la pêche peut avoir lieu en toute sécurité dans les parcs éoliens) [Schupp *et al.*, 2021]
- Mettre à disposition des pêcheurs des outils opérationnels adaptés en s'appuyant sur le développement de nouvelles technologies de la communication et de l'information.
- Tester les scénarios de modalités de la pratique de la pêche avec l'ensemble des parties prenantes sur site où les positions précises des éoliennes, des câbles et des zones de sécurité sont simulées sur les ordinateurs de bord - on peut présenter l'exemple du parc éolien en mer

du Calvados ayant réuni des navires de pêche volontaires et le Comité Régional des Pêches de Normandie, la Préfecture maritime de la Manche et de la mer du Nord, la gendarmerie maritime assurant la coordination des opérations en mer depuis une vedette, et la DIRM et les équipes en charge du projet depuis le sémaphore.



Figure 4-2 - Tests des scénarios de coactivité in situ avec des pêcheurs volontaires, les administrations maritimes et le porteur de projet sur le site du Calvados [<https://www.parc-eolien-en-mer-du-calvados.fr/2018/02/02/experimentation-peche-a-la-coquille-saint-jacques/>]

4.3 Recommandations opérationnelles

Nous pouvons également formuler quelques recommandations plus opérationnelles favorisant la bonne mise en œuvre des activités de pêche au sein des parcs éoliens à travers :

- La mise à disposition d'un kit comprenant les cartes de la zone et les prescriptions sur clé USB à destination des pêcheurs ;
- L'installation d'une antenne 4G sur la zone du parc pour permettre aux bateaux de communiquer entre eux via Whatsapp et de visualiser le positionnement des engins dormants équipés de GPS ;
- Un travail de concertation entre pêcheurs afin de scinder les activités de pêche dans l'année (filet / casier) quand cela est possible et ainsi d'éviter des fréquentations trop importantes au sein du parc ;
- Des équipements de sécurité pour les navires de pêche [Schupp et al., 2021], en soutenant par exemple les actions locales de promotion du port effectif des Vêtements de travail à Flottabilité Intégrée (VFI) et/ou finançant les équipements optionnels tels que le dispositif individuel de localisation ;
- Des opérateurs qui parlent français à bord des bateaux Opérations et Maintenance pour favoriser les échanges avec les pêcheurs sur zone.

4.4 Adaptations de techniques de pêche possibles

A l'heure actuelle, il existe peu de retour d'expérience sur des adaptations de technique de pêche favorisant la coactivité au sein de parcs éoliens.

Les discussions avec des pêcheurs aux **arts traïnants** n'ont pas permis d'identifier de levier particulier pour limiter leur emprise spatiale. Mais, les chalutiers disposent d'une bonne manœuvrabilité et sont capables de pêcher tout en changeant de direction travail au cours d'un trait.

En lien avec le risque de croche, des travaux de recherche pourraient être approfondis pour développer des dispositifs de réduction de l'impact du chalut sur les fonds marins. Des projets de ce type ont déjà été entrepris par l'Ifremer et ont permis de mettre au point :

- Des panneaux décollés développés par la société Morgère dans le cadre du projet Reverse
- L'utilisation de l'intelligence artificielle pour piloter directement un organe du chalut (projet Game of Trawls).

Le projet Contrast a quant à lui permis de mettre en évidence l'enjeu de réduction de la masse du matériel (bourelet, chaînes, racasseurs) afin de réduire la pression du train de pêche (distinguant les gréements lourds des gréements légers).

A noter par ailleurs que lors d'une croche, l'utilisation de treuils à traction constante sur les deux (chalut simple) ou trois (chalut jumeau) funes permet un filage puis virage progressif pour essayer de décrocher le chalut, ou, le cas échéant, l'activation d'une alarme, ceci afin de limiter sa mobilité [George, 2005].

Afin de favoriser la **coactivité des arts dormants**, il est possible d'envisager certaines adaptations favorisant en particulier la réduction de sa dérive à travers :

- Un ancrage plus important (utilisation de grappin de 25 – 35 kg et d'orins coulants) ou par une solution d'ancrage fixe ;
- Une longueur de filière réduite pour diminuer sa traine ;
- L'adaptation de stratégie de pêche : temps de calage, positionnement par rapport au courant et aux accores, conditions de marées, utilisation d'autres engins de pêche
- La signalisation des engins dormants – radar et suivi GPS afin de pouvoir les localiser au sein du par cet éviter qu'ils ne se prennent dans les hélices des navires de maintenance.

Ces éléments ne sont que des propositions qui doivent être testées à travers des projets expérimentaux car potentiellement ces adaptations peuvent avoir des impacts économiques importants pour les navires (perte de rendement) qu'il convient de mesurer. Ces adaptations peuvent également nécessiter des aménagements à bord des navires comme des équipements de pont principalement constitués d'appareils de relevage simples et modulables permettant de conférer à des unités un caractère polyvalent ou des équipements électroniques de navigation, de détection et de communication plus performant qui ont des coûts financiers on négligeables.

L'absence de retour d'expérience ne permet pas à l'heure actuelle d'apporter plus d'éléments techniques et économiques sur ces aspects.

Pour la **pratique de la canne et de la ligne**, la coactivité semble plus acceptable au sein des parcs. Néanmoins, il convient de prendre en compte leur spécificité et de définir des règles permettant leur mise en œuvre comme la possibilité pour les navires de s'ancrer ou de développer une vitesse de pêche supérieure à 12 nœuds.

4.5 Réévaluation des niveaux de risque de coactivité intégrant des éléments de dérisquage

Certaines propositions de dérisquage présentées dans les sections 4.2.2 et 4.4 ont été reportées dans la matrice Excel. Cela concerne :

Pour l'éolien :

- La disposition régulière des éoliennes les unes par rapport aux autres ;
- La disposition des éoliennes avec une orientation dans une certaine direction qui correspond à une direction de travail de certaines activités de pêche ;
- La configuration radiale ou ramifiée du parc par rapport à la connexion inter-éoliennes et au poste électrique en mer ;
- La possibilité d'inclure des couloirs de navigation au sein du parc (groupes condensés d'éoliennes) ;
- La possibilité d'augmenter l'espacement entre turbines ;
- L'enfouissement adéquat des câbles inter éoliens ;
- La protection des câbles.

Pour l'engin de pêche :

- La diminution de sa traînée ;
- L'augmentation de l'ancrage des engins.

En tenant compte de la mise en œuvre d'un ou plusieurs de ces paramètres d'influence, il est possible de réévaluer le niveau de risque de coactivité initialement estimé. Cette réévaluation est possible pour le risque de chevauchement d'activité et pour le risque de croche.

La Figure 4-3 illustre un exemple : dans un premier temps, la pratique de la senne danoise a été estimée « non acceptable » dans une certaine configuration de parc. Ce niveau de risque a été réévalué comme « acceptable » à la condition que certaines mesures soient appliquées notamment une plus grande distance entre les éoliennes.

Couple engin / espèce cible		Senne danoise
Rayon du câble d'interconnexion autour de l'éolienne		140
Rayon de la zone de sécurité préconisée autour de chaque éolienne		330
Niveau de risque évalué		Non acceptable
Propositions - Eléments de dérisquage et d'adaptabilité possible		
Eolien :		
Disposition des éoliennes		régulier
Disposition des éoliennes / Orientée dans une certaine direction		Non
Configuration du parc par rapport à la connexion au poste électrique en mer		ramifié
Présence de couloir (groupes condensés d'éoliennes)		oui
Augmentation espacement entre turbines		oui
Enfouissement des câbles		oui
Protection des câbles		oui
Engins de pêche		
Diminution de la traînée de l'engin		
Augmentation de l'ancrage des engins		
Niveau risque de chevauchement après dérisquage		Acceptable

Figure 4-3 - Extrait de la matrice Excel montrant les éléments de dérisquage et d'adaptabilité sélectionnés et l'évaluation du niveau de risques avant et après dérisquage.

A noter que le niveau d'intervention et l'impact de ces propositions ne sont pas quantifiés. Les propositions sont formulées sur la base d'un « oui / non ». L'intensité de la mesure à mettre en place (nouvelle distance d'espacement, poids des ancrages, longueur de l'engin) doit faire l'objet d'investigations supplémentaires

Ces éléments de dérisquage ne sont pas repris dans l'outil de visualisation à l'exception de l'alignement et de l'orientation des lignes d'éoliennes.

5. Conclusion

Le travail bibliographique a permis de présenter les différentes technologies d'éoliennes offshore existantes et pertinentes pour cette étude en mettant l'accent sur la présentation des différentes technologies, les facteurs de choix et les enjeux pour la pêche.

Elle a conduit à identifier les paramètres de l'éolien (choix d'équipement et configuration du parc) exerçant une influence sur l'**espacement** entre les turbines, leur **positionnement** les unes par rapport aux autres et l'emprise de **câblage inter-réseau** ou **d'ancrage** (pour le cas flottant), ces éléments ayant une incidence sur le maintien des activités de pêche

A partir de ces paramètres et de la caractérisation spatiale des engins de pêche utilisés en Bretagne, le développement d'une matrice et d'un outil de visualisation COPEOLE propre à l'étude ont permis d'évaluer les interactions possibles entre des configurations de parcs éoliens et des activités de pêche.

Les interactions considérées sont de deux type : le **chevauchement d'activité** qui peut aboutir à des scénarios d'accident de type heurt d'une éolienne ou de ses composants par un navire ou engin de pêche en activité et la **croche** d'un câble inter-éoliennes sous-marin par un engin de pêche traînant ou dormant. Ces interactions ont été évaluées à travers des niveaux de risques : « acceptable », « tolérable » et « non acceptable » mettant en évidence des configurations de parc plus propice à la coactivité quel que soit l'activité de pêche pratiquée et des enjeux de coactivité différents en fonction des engins considérés.

Afin de lever un certain nombre de risques identifiés, des préconisations ont été formulées notamment en termes de choix de technologies d'éolien, d'adaptations d'engins de pêche et de projets de recherche.

L'étude a mis en évidence l'importance de réfléchir à la coactivité dès le travail de planification des zones. L'élaboration des cahiers des charges des futurs projets est aussi un levier pour fixer certains critères autres que économiques.

L'étude a permis de visualiser des chevauchements d'activité dans des cas généraux et selon des hypothèses qui tiennent compte de la donnée actuellement disponible et de l'état de l'art en matière de technologie de l'éolien. Néanmoins, il serait opportun d'approfondir les recherches et de développer des modèles pour simuler le comportement des engins de pêche afin de mieux évaluer les risques de coactivité et de prendre en compte un nombre de paramètres plus importants et spécifiques aux futurs sites d'implantation (conditions de marnage, de houle, nature du fond).

Le retour d'expérience laisse peu de possibilité pour l'heure de formuler des propositions d'adaptations d'engins de pêche qui permettraient de favoriser cette coactivité. Ici aussi il conviendrait de mener des projets expérimentaux afin de tester des engins moins dérivants et d'évaluer l'impact économique et financiers pour les entreprises de pêche.

Pour l'heure, et ceci afin d'anticiper les attentes réglementaires en la matière, il serait opportun de mobiliser ce livrable et ses outils pour qualifier et quantifier les risques maritimes en lien avec les activités de pêche au sein des parcs éoliens flottants sous forme d'analyse de risques en lien avec les services de la préfecture maritime.

Annexe 1 – Personnes contactées (entretiens de cadrage)

Nom	Organisme	Date de l'entretien
Anthony Ollitraut et Perrine Daniel	Service pêche de la Région Bretagne	28 juin
Philippe THIEFFRY	Bretagne Ocean Power	28 juin
Catherine Ratsivalaka	Cheffe de Bureau Energies marines et développement durable - Préfecture Maritime de l'Atlantique	23 août
Morgane Ramonet	Chargée de mission CDPMEM 29	26 juillet
Audrey Olivier	Chargée de mission CDPMEM 56	30 juillet
Violaine Merrien / Grégory Le Droumaguet	CDPMEM 35 et 22	26 juillet

Annexe 2 – Manuel d'utilisation de l'outil de visualisation COPEOLE

Bibliographie

ABPmer (2022). Spatial Squeeze in Fisheries, Final Report, ABPmer Report No. R.3900.

Amaral, G. A., Analytical Assessment of the Mooring System Stiffness, 2020, https://www.researchgate.net/publication/344333885_Analytical_Assessment_of_the_Mooring_System_Stiffness

Utne Palm, A.C., Hareide, N. R., de Jong, K., Tenningen, M., Dankel, D.L., 2023. Acquisition de connaissances pour la coexistence entre les industries de la pêche et de l'éolien offshore — Une enquête sur les connaissances et les expériences existantes sur les effets et les conséquences de l'implantation de l'énergie éolienne offshore pour l'industrie de la pêche norvégienne. Série de rapports sur la recherche marine de SINTEF 2023-40, ISSN : 1893-4536. <https://www.hi.no/hi/nettrapporter/rapport-fra-havforskningen-2023-40>

APPG, 2021. Panelists' Answers to the "All Party Parliamentary Fisheries Group" in the UK on fishing and offshore wind. UK Fishing and Offshore Wind: All Our Panelists' Answers — All Party Parliamentary Fisheries Group (fisheriesappg.org)

Arrêté royal relatif à l'établissement du plan d'aménagement des espaces marins, 20 mars 2014. https://odnature.naturalsciences.be/downloads/mumm/human_activities/KB%20MRP%20finaal_BS_incl%20%20addenda%20and%204%20annexes_fr.pdf

Arrêté royal relatif à l'établissement du plan d'aménagement des espaces marins pour la période de 2020 à 2026 dans les espaces marins belges, 22 mai 2019. https://etaamb.openjustice.be/fr/arrete-royal-du-22-mai-2019_n2019013159.html

Arrêté n°24 de la Préfecture Maritime de l'Atlantique réglementant les activités de pêche professionnelle au sein du parc éolien en Mer de Saint-Brieuc, 28 juin 2024.

Brabant, J.C., Nédélec, C., 1988. Les chaluts. Conception, construction, mise en œuvre. IFREMER Editions, 204p.

Bonsu, P. O., Letschert, J., Yates, K. L., Svendsen, J. C., Berkenhagen, J., Rozemeijer, M. J. C., Kerkhove, T. R. H., Rehren, J., & Stelzenmüller, V. (2024). Co-location of fisheries and offshore wind farms: current practices and enabling conditions in the North Sea. *Marine Policy*, 159, Article 105941. <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2023.105941>

BVG Associates, Guide to a floating offshore wind farm, 2023, <https://guidetofloatingoffshorewind.com/>

Carbon Trust, Cable Burial Risk Assessment Methodology - Guidance for the Preparation of Cable Burial Depth of Lowering Specification, 2015 (1), <https://ctprodstorageaccountp.blob.core.windows.net/prod-drupal-files/documents/resource/public/cable-burial-risk-assessment-guidance.pdf>

Catapult, Overview of the offshore transmission cable installation process in the UK, 2015, <https://cms.ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2018/02/Overview-of-the-offshore-transmission-cable-installation-process-in-the-UK.pdf>

Catherall, C. L., & Kaiser, M. J., 2014. Review of king scallop dredge designs and impacts, legislation and potential conflicts with offshore wind farms. *Fisheries & Conservation Report*, (39), 40.

Charhouni, N., Sallaou, M., Mansouri, K., 2019. Realistic Wind Farm Design Layout Optimization with Different Wind Turbines Types. *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 10 (3): 307–18. <https://doi.org/10.1007/s40095-019-0303-2>.

Chemineau et al., 2022. Design and costs benefits of shared anchors and shared mooring lines of floating wind turbines at farm level, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2626/1/012048/pdf>

Corewind, 2020. D3.1 Review of the state of the art of dynamic cable system design, <https://corewind.eu/wp-content/uploads/files/publications/COREWIND-D3.1-Review-of-the-state-of-the-art-of-dynamic-cable-system-design.pdf>

CRP Subsea, Distributed Buoyancy Module, 2024, <https://www.crpsubsea.com/products/product-families/buoyancy-floats/distributed-buoyancy/distributed-buoyancy-module/>

De Backer, A., Polet, H., Sys, K., Vanelslander, B., Hostens, K., 2019. Fishing activities in and around Belgian offshore wind farms: trends in effort and landings over the period 2006-2017. ILVO, 16p. https://pure.ilvo.be/ws/portalfiles/portal/7851703/De_Backer_et_al_2019_fishing_activities.pdf

Dührkop et al., 2016. Influence of soil and structural stiffness on the design of jacket type substructures, <http://dx.doi.org/10.1002/stab.201610413>

Drew, S., Hopper, A., 2009. Fishing and submarine cables, working together. Second edition. International Cable Protection Committee, 54p.

Drew, S., Wolterding, M., Rawson, A., Drew, J., 2024. Spatial Analysis of Fishing Tows with Automatic Identification System (AIS) Data to Inform Offshore Wind Layouts. *Marine and Coastal Fisheries* 16 (1): e10279. <https://doi.org/10.1002/mcf2.10279>.

Edwards et al., 2023. Evolution of floating offshore wind platforms: A review of at-sea devices, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002733?via%3Dihub>

Eigaard, O. R., Bastardie, F., Breen, M., Dinesen, G. E., Hintzen, N. T., Lafargue, P., ... Rijnsdorp, A. D., 2016. Estimating seabed pressure from demersal trawls, seines, and dredges based on gear design and dimensions. *Ices Journal of Marine Science*, 73(Suppl. 1), 27–43. <https://doi.org/10.1093/icesjms/fsv099>

Enerpac, 2022. Offshore Wind Turbine Foundations: Leveling and Fixation with Hydraulic Cylinders, <https://blog.enerpac.com/offshore-wind-turbine-foundations-leveling-and-fixation-with-hydraulic-cylinders/>

Eoliennes en mer en France, 2024. Technologie, <https://www.eoliennesenmer.fr/generalites-eoliennes-en-mer/technologie>

EPD, 2016. Mooring chain R3-R3S, R4-R4S and R5 quality steel for offshore industry, <https://www.environdec.com/library/epd476>

Esteban et al., 2019. Gravity-Based Foundations in the Offshore Wind Sector, <https://doi.org/10.3390/jmse7030064>

European Commission, 2021. European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency, Van Hoey, G., Bastardie, F., Birchenough, S. et al., Overview of the effects of offshore wind farms on fisheries and aquaculture er – Final report, Publications Office, <https://data.europa.eu/doi/10.2826/63640>

European Commission, 2022. Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022/C 80/01, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03))

FAO, 1988. Guide pratique du marin pêcheur. Lavoisier Technique et Documentation, 179 p.

Feng, J., Zhong Shen, W., 2020. Co-optimization of the shape, orientation and layout of offshore wind farms J. Phys.: Conf. Ser. 1618 042023

Fiche 7 - Quelle planification de l'espace maritime chez nos voisins européens ? Débat public - https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2023-11/SA_Fiche_07_Planification_maritime_Europe.pdf

Fischetti et Pisinger, 2018. Optimal wind farm cable routing: Modeling branches and offshore transformer modules, https://www.researchgate.net/publication/322587459_Optimal_wind_farm_cable_routing_Modeling_branches_and_offshore_transformer_modules

Fiskebat, 2023. Høringssvar om tildeling av fase én av Sørilige Nordsjø II, 6 januar 2023, 4p. available at Regjeringen.no.

Flintegård, H., 1986. Fiskeri med snurrevod. Nordsømuseum, Hirtshals, 65 p.

Dunkley, F., Solandt, J.-L., 2022. Windfarms, fishing and benthic recovery: Overlaps, risks and opportunities, Marine Policy, Volume 145, 105262, ISSN 0308-597X, <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2022.105262>.

George, J.C., 2005. Les croches et les arts trainants. IFREMER Editions, 96p.

Global Wind Energy Council 2024. Global Offshore Wind Report, https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/06/GOWR-2024_digital_final_v2.pdf

Gomet, [En images] Les trois éoliennes de Provence Grand Large prêtes à turbiner au large de Fos, 2023, <https://gomet.net/provence-grand-large-prettes-a-turbiner-au-large-de-fos/>

Green Giraffe, 2017. Floating offshore wind (part 1): Coming of age, <https://green-giraffe.com/publication/blog-post/floating-offshore-wind-part-1-coming-of-age/>

Guşatu, L. F., Zuidema, C., Faaij, A., Martínez-Gordón, R., Santhakumar, S., 2024. A framework to identify offshore spatial trade-offs in different space allocation options for Offshore Wind Farms, as part of the North Sea Offshore Grid. Energy Reports, 11, 5874–5893. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.05.052>

Hall et al., 2022. Design and analysis of a ten-turbine floating wind farm with shared mooring lines, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2362/1/012016/pdf>

Handreiking gebiedspaspoort Borssele, 10 december 2020, Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties

Hildebrandt et al. 2024 Early-stage suitability of bottom-fixed foundations for offshore wind on the Brazilian coast. Available in https://www.brazilwindpower.com.br/content/dam/markets/braz/brazil-windpower/pt/2024/pdfs/BWP_24-offshore.pdf (p. 42-55).

Hintzen, N.T., Machiels, M.A.M., 2015. North Sea submarine cable disruptions and fishing activity. Report number C117/14-A. IMARES Wageningen UR, 26p.

Hooper, T., Ashley, M., Austen, M., 2015. Perceptions of fishers and developers on the co-location of offshore wind farms and decapod fisheries in the UK, Marine Policy, Volume 61, Pages 16-22, ISSN 0308-597X, <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2015.06.031>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0308597X15001967>)

Huda, N., Veiga-Malta, T., Eigaard, O., O'Neill, F.G., 2025. Flume tank trials to investigate the snagging of towed demersal fishing gears on boulders. Fisheries Research, 281, 107237.

IFREMER, SEAFISH, DIFTA, 1995. Les panneaux de chalut. Caractéristiques et mise en œuvre. Rapport pour la Commission des Communautés Européennes Contrat TE 1214. Ifremer Editions, 138p.

King Rope Made In China, 2024. New Developed Mine Offshore Steel Wire Rope, <https://kingrope.en.made-in-china.com/product/GwxtjBdukbn/China-New-Developed-Mine-Offshore-Steel-Wire-Rope.html>

Lankhorst Offshore, 2024. Cabral 512®, <https://www.lankhorstoffshore.com/products/cabral-512>

Le Moniteur, 2023. Eolien flottant : quatre techniques pour une promesse, <https://www.lemoniteur.fr/article/eolien-flottant-quatre-techniques-pour-une-promesse.2254056>

Mahoney, 2005. Fishing gear recovery device. US patent 10/237, 591.

Maximiano et al., 2021. D5.4 Benchmark of Pivot Buoy Compared to Other Offshore Wind Floating Systems, https://www.researchgate.net/publication/358276702_D54_Benchmark_of_PivotBuoy_Compared_to_Other_Offshore_Wind_Floating_Systems

MMO, 2013. Potential for co-location of activities in marine plan areas. A report produced for the Marine Management Organisation, pp 98. MMO Project No: 1010. ISBN: 978-1-909452-08-4.

Rawson, A., Brito, M., 2022. Assessing the Validity of Navigation Risk Assessments: A Study of Offshore Wind Farms in the UK. Ocean and Coastal Management 219: 106078. <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2022.106078>.

Moore, E., 2017. Anchor damage to offshore cables. University of Cambridge, 53 p.

Neitzel, S.M., Serraris, J.W., de Graeff, P., Deetman, B., Taal, K., 2023. Field report passive fishing in offshore wind farm Borssele. <https://doi.org/10.18174/642358>

Nordic Energy Research, 2023. Coexistence and nature-inclusive design in Nordic offshore wind farms. 54p. <http://doi.org/10.6027/NER2023-01>

NREL / U.S. Department of Energy, 2023. Offshore Wind Market Report: 2023 Edition, <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-09/doe-offshore-wind-market-report-2023-edition.pdf>

NREL, Shared Mooring Systems for Deep-Water Floating Wind Farms, 2022, https://nationaloffshorewind.org/wp-content/uploads/142869_Final-Report.pdf

NYSERDA, 2022. New York Bight Offshore Wind Farms: Collaborative Development of Strategies and Tools to Address Commercial Fishing Access, New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA) Report Number 22-24. Prepared by National Renewable Energy Laboratory,

Responsible Offshore Development Alliance, and Global Marine Group, LLC.
nysersda.ny.gov/publications

Obane, H., Nagai, Y., Asano, K., 2021. Assessing the potential areas for developing offshore wind energy in Japanese territorial waters considering national zoning and possible social conflicts. *Marine Policy*, 129, 104514. <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2021.104514>

Ocean Winds, WindFloat Atlantic, 2021, <https://www.oceanwinds.com/projects/windfloat-atlantic-project/>

Offshore Wind Scotland, Fact sheet 4: Cables and accessories, 2023, <https://www.offshorewindscotland.org.uk/media/g3mbquou/04-cables-accessories.pdf>

Pérez-Rua et al., 2021. Reliability-based topology optimization for offshore wind farm collection system, https://www.researchgate.net/publication/352210093_Reliability-based_topology_optimization_for_offshore_wind_farm_collection_system

Pol and Ford, 2020. Offshore wind energy and the fishing industry in the Northeastern USA, pp. 115-124. In: *Modern Fisheries Engineering*, Eds. Bortone and Otake, CRC Press.

Powermag, 2021. Dynamic Export Cables Help Unlock Potential of Offshore Wind Power, <https://www.powermag.com/dynamic-export-cables-help-unlock-potential-of-offshore-wind-power/>

Principle Power, 2024. Windfloat Atlantic, <https://www.principlepower.com/projects/windfloat-atlantic>

Project Cargo Journal 2022. Heerema's Sleipnir starts GBS installation for Fécamp OWF, <https://www.projectcargojournal.com/offshore/2022/08/02/heeremas-sleipnir-starts-gbs-installation-for-fecamp-offshore-wind-project/>

Qiao et al., 2014. Fatigue Analysis of Deepwater Hybrid Mooring Line Under Corrosion Effect, <https://www.semanticscholar.org/paper/Fatigue-Analysis-of-Deepwater-Hybrid-Mooring-Line-Qiao-Yan/25753346ed564eecfd16f1fd3f07466840e69b15>

Renews, 2022. JERA consortium starts Japanese floater surveys, <https://www.renews.biz/79921/jera-consortium-starts-japanese-floater-surveys/>

Rozemeijer M.J.C, Cramer R., Deetman B., Korving A.. 2022. An overview and conclusion concerning the use of Bruce anchors to anchor crab-pot-strings in Prinses Amalia Offshore Windpark. Summarising report. WUR Wageningen Marine Research C051/22. <https://doi.org/10.18174/576750>

RTE, Le raccordement électrique des éoliennes flottantes au Sud de la Bretagne, 2023, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-06/2023-06-28-raccordement-eoliennes-flottantes-bretagne-fuseau-valides.pdf>

Rutkowski, G., & Kubacka, M., 2023. Analysis of navigational risk indicators as a function of the ship's domain width for the selected offshore wind farm in the Baltic Sea. *Scientific Reports*, 13(1), 9269. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-36114-3>

Sanchez et al., 2019. Foundations in offshore wind farms: Evolution, characteristics and range of use, <https://www.mdpi.com/2077-1312/7/12/441>

Schnepf et al., 2023. Feasibility study on suspended inter-array power cables between two spar-type offshore wind turbines, <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0029801823005991>

Schupp, M. F., Kafas, A., Buck, B. H., Krause, G., Onyango, V., Stelzenmüller, V., ... Scott, B. E., 2021. Fishing within offshore wind farms in the North Sea: Stakeholder perspectives for multi-use from Scotland and Germany. *Journal of Environmental Management*, 279, 111762. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.111762>

Smythe, T., Bidwell, D., Moore, A., Smith, H., McCann, J., 2020. Beyond the beach: Tradeoffs in tourism and recreation at the first offshore wind farm in the United States. *Energy Research & Social Science*, 70, 101726.

Sparrevik, Offshore Wind Turbine Foundations State of the Art, 2019, <https://core.ac.uk/download/pdf/288307529.pdf>

SPT Offshore, 2024. Wind Turbine Generator (WTG) foundations, <https://www.sptoffshore.com/wind-turbine-generator-wtg-foundations/>

Stelzenmüller et al., 2020. Research for PECH Committee – Impact of the use of offshore wind and other marine renewables on European fisheries. European Parliament, Policy Department for Structural and Cohesion Policies, Brussels

Tekmar, 2024. Floating offshore wind, <https://www.tekmargroup.com/floating-offshore-wind>

The Crown Estate, 2012. Submarine cables and offshore renewable energy installations, <https://www.thecrownestate.co.uk/media/1784/submarine-cables-and-offshore-renewable-energy-installations-proximity-study.pdf>

The Energy Law Blog 2023. MADE IN AMERICA: U.S.-Built Offshore Wind Substation and Support Vessels Start to Set Sail for Federal Waters, <https://www.theenergylawblog.com/2023/06/articles/energy/offshore/made-in-america-u-s-built-offshore-wind-substation-and-support-vessels-start-to-set-sail-for-federal-waters/>

The Northern Times 2020. Moray East offshore wind farm reaches milestone as 103rd and final jacket structure put in place in Moray Firth, <https://www.northern-times.co.uk/news/last-jacket-installed-on-moray-east-wind-farm-222973/>

Thomson, D., 1978. Pair trawling and pair seining. Fishing News Books Ltd, 167 p.

University of Strathclyde, 2014. Types of Jacket Substructures, https://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/13-14/Jacket_Substructures/jackets/typejacket.html

Vestas, 2024. V236-15.0 MW™, <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines/V236-15MW>

Wikipedia, 2024. Coût actualisé de l'énergie, https://fr.wikipedia.org/wiki/Co%C3%BBt_actualis%C3%A9_de_l%27%C3%A9nergie

Wright, K., Mair, J., Watret, R. and Drewery, J., 2023. Static fishing gear trials at the Hywind floating offshore wind farm. Marine Directorate, Scottish Government.

Yang et al., 2022. Current Status and Future Trends for Mooring Systems of Floating Offshore Wind Turbines, <https://journals.nasspublishing.com/index.php/sms/article/view/617>

Yi et al., 2019. Optimisation of Offshore Wind Farm Inter-Array Collection System, https://www.researchgate.net/publication/333268446_Optimisation_of_Offshore_Wind_Farm_Inter-Array_Collection_System

Yu, Q., Liu, K., 2019. An expert elicitation analysis for vessel collision risk near the offshore wind farm by using fuzzy rulebased bayesian network. *Transnav*, 13(4), 831–837. <https://doi.org/10.12716/1001.13.04.16>